

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

“ANÁLISIS ENERGÉTICO Y REGULADORIO DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA NACIONAL ECUADOR – PERÚ”

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

OSCAR REINALDO ACEVEDO MARCAYATA

JUAN CARLOS CHICAIZA SANTIN

DIRECTOR: ING. MEDARDO CADENA

Quito, Julio de 2001

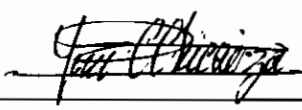
DECLARACIÓN

Nosotros, Oscar Reinaldo Acevedo Mar cayata y Juan Carlos Chicaiza Santín, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



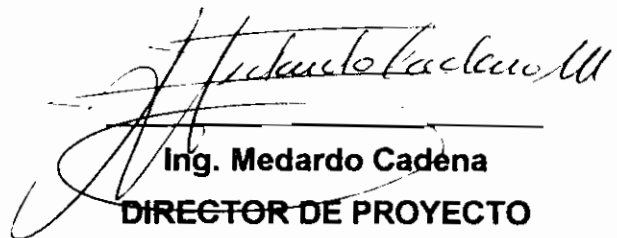
Oscar Reinaldo Acevedo Mar cayata



Juan Carlos Chicaiza Santín

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por OSCAR REINALDO ACEVEDO MARCAYATA y JUAN CARLOS CHICAIZA SANTIN, bajo mi supervisión.



Ing. Medardo Cadena
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos de manera muy especial por su colaboración y ayuda, para la realización de este proyecto, a las siguientes personas e instituciones:

Ing. Medardo Cadena	CONELEC
Ing. Eduardo Cazco	CONELEC
Ing. José Dulce	CONAM
Ing. Mentor Poveda	OLADE
Ing. Carlos Navas	OLADE
Ing. Favio García	OLADE
Ing. Iván Velásteguí	CONELEC

DEDICATORIA

*Por todo el amor
brindado y su
incondicional ayuda
este trabajo está
dedicado con mucho
cariño a nuestros
padres, hermanos y
amigos.*

OSCAR y JUAN CARLOS

CONTENIDO

Capítulo 1. Estado Actual de la Interconexión Ecuador – Perú

1.1	Introducción	1
1.2	Sistemas Interconectados en Sudamérica. Experiencias	3
1.3	Exposición de estudios anteriores de la Interconexión Ecuador-Perú	27
1.4	Ventajas y Dificultades Preliminares de la Interconexión Ecuador-Perú	43
1.5	Análisis de Complementariedad Hidrológica	45

Capítulo 2. Análisis de Demanda y Oferta de los Sistemas Eléctricos de Ecuador y Perú

2.1	Evolución de la Demanda de Potencia y Energía.	48
2.1.1	Evolución de la Demanda de Potencia y Energía en el Ecuador	48
2.1.2	Evolución de la Demanda de Potencia y Energía en el Perú	54
2.2	Proyecciones de Demanda de Potencia y Energía	60
2.2.1	Proyección de Demanda de Potencia y Energía en el Ecuador	60
2.2.2	Proyección de Demanda de Potencia y Energía en el Perú	64
2.3	Situación Actual de la Oferta de Potencia y Energía	68
2.3.1	Situación Actual de la Oferta de Potencia y Energía en el Ecuador	68
2.3.2	Situación Actual de la Oferta de Potencia y Energía en el Perú	78

Capítulo 3. Escenarios de Intercambio Energético en la Interconexión Ecuador – Perú

3.1	Análisis en el Sistema Ecuatoriano	93
3.1.1	Expansión de la Oferta de Potencia en el Sistema Ecuatoriano.	93
3.1.2	Expansión de la Oferta de Energía en el Sistema Ecuatoriano	96
3.1.3	Balance de Potencia en el Sistema Ecuatoriano	101
3.1.4	Balance de Energía en Sistema Ecuatoriano	107
3.1.5	Potencia Transferible del Sistema Ecuatoriano	113

3.1.6	Energía Transferible del Sistema Ecuatoriano	120
3.2	Análisis en el Sistema Peruano.	128
3.2.1	Expansión de la Oferta de Potencia en el Sistema Peruano	128
3.2.2	Expansión de la Oferta de Energía en el Sistema Peruano	132
3.2.3	Balance de Potencia en el Sistema Peruano	136
3.2.4	Balance de Energía en Sistema Peruano	142
3.2.5	Potencia Transferible del Sistema Peruano	149
3.2.6	Energía Transferible del Sistema Peruano	156
3.3	Intercambio de Potencia en la Interconexión Ecuador – Perú	164
3.4	Intercambio de Energía en la Interconexión Ecuador – Perú.	172

Capítulo 4. Simulación Probabilística en el Programa SUPER 4.0 de la Interconexión Ecuador – Perú.

4.1	Antecedentes	181
4.1.1	Criterios y Supuestos usados para la simulación en el SUPER 4.0.	181
4.2	Acondicionamiento de Datos de Entrada.	182
4.3	Análisis de Resultados.	187
4.3.1	Planes de Expansión obtenidos en el Módulo de Planificación bajo Incertidumbre MODPIN.	187
4.3.2	Costos marginales obtenidos en el Módulo de Despacho Hidrotérmico MODHTER.	198

Capítulo 5. Marco Regulatorio en la Interconexión Eléctrica Nacional Ecuador – Perú.

5.1	Limitaciones regulatorias que existen en una interconexión eléctrica internacional.	202
5.1.1	Impactos de las interconexiones eléctricas sobre los agentes del mercado eléctrico nacional. Supuestos Regulatorios.	202
5.1.2	Barreras a la integración de mercados en una interconexión eléctrica internacional.	210
5.2	Factores que inciden en los impactos y reasignación de ingresos entre agentes del mercado mayorista. Compensación mediante supuestos regulatorios.	212
5.2.1	Riesgos Intrínsecos en una interconexión eléctrica internacional	220

5.2.2	Mecanismos de regulación de precios para las transacciones nacionales.	223
5.2.3	Mecanismos de regulación de precios para las transacciones internacionales.	226
5.2.4	Principales Aspectos de los Alcances regulatorios.	229
5.2.5	Características y consecuencias de la volatilidad de precios.	233
5.2.6	Aspectos regulatorios generales respecto al transporte internacional.	236
5.3	Delineamientos regulatorios básicos establecidos por las leyes de cada país para las interconexiones.	238
5.3.1	Perspectiva Ecuatoriana.	238
5.3.2	Perspectiva Peruana.	243
5.4	Comparación de las características regulatorias e institucionales más importantes de los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú.	248

Capítulo 6. Sumario y Conclusiones.

Sumario	258
Conclusiones	276
Referencias Bibliográficas	279

OBJETIVOS

1. Establecer las cantidades de potencia y energía de los posibles intercambios energéticos.
2. Determinar la estrategia óptima de expansión de la generación en los sistemas del Ecuador y Perú.
3. Ajustar la interconexión a un marco regulatorio definido por las Leyes del Ecuador y del Perú.

ALCANCE

1. Por medio de balances de potencia y energía en cada sistema nacional en los diferentes escenarios de ocurrencia, basados en proyecciones de demanda y planes de equipamiento se determina los bloques de intercambio desde un punto de vista netamente energético.
2. Seleccionar el plan de expansión más adecuado considerando escenarios promedio hidrológicos, costos de combustibles y variables económicas, dentro de una posible integración de los mercados eléctricos de Ecuador y Perú, mediante la simulación en el programa SUPER 4.0 de OLADE.
3. Establecer dentro de que normativas viables y concretas podría funcionar la interconexión entre los dos países, determinando los posibles beneficios y perjuicios que la realización de ésta conlleva.

RESUMEN

El presente estudio está encaminado a cuantificar los volúmenes de energía y potencia que podrían intercambiar el Ecuador como el Perú a través de una interconexión. Además se la enmarcó dentro de las principales regulaciones que existen en el Ecuador y el Perú.

El capítulo uno recoge toda la información anterior a esta tesis sobre la interconexión eléctrica de los sistemas nacionales Ecuador – Perú. Existe un estudio realizado por la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) que avizora posibles corredores energéticos en Sudamérica, expone la situación actual de los mercados respecto a sus costos de producción, las posibilidades de exportación e importación de bloques energéticos (situación de la oferta y la demanda locales), características hidrológicas y de recursos energéticos (combustibles) de cada región. Sobre la interconexión de los dos países, se ha resumido las propuestas de una tesis anterior titulada “Análisis Técnico Económico y Comercial de la Interconexión Ecuador – Perú”, un estudio realizado por el CONELEC llamado “Resumen de estudio preliminar: Interconexiones Eléctricas Ecuador – Perú” y una presentación de la consultora Hydro Québec International, para ETECEN del Perú y Transelectric S.A. del Ecuador. Cabe mencionar que la entidad que mayores esfuerzos por estudiar las experiencias y repercusiones respecto a la integración de mercados eléctricos en los países de esta parte del Continente ha sido la Comisión de Integración Eléctrica Regional - CIER-.

El capítulo dos está encaminado a dar una visión general de la situación actual y a futuro de los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú. Se realizan las proyecciones de demanda y de equipamiento de los parques generadores, estableciendo probables escenarios de ocurrencia tanto para la demanda como para la oferta, todo esto para un período de estudio comprendido entre los años 2001 y 2010. Finalmente se realiza un balance de la situación actual de la oferta de potencia y energía para cada país.

En el capítulo tres se propone determinar las reservas de potencia y energía en ambos sistemas combinando los posibles escenarios tanto de demanda como de oferta, con el objeto de encontrar casos críticos de crecimiento como de abastecimiento de energía. Con estos datos se llega a establecer balances, reservas, déficit y cantidades de transferencia de cada país, generando una serie de posibles bloques de energía a ser intercambiadas, hay que aclarar que estos datos están exentos de muchas consideraciones dadas por el despacho y la operación realizada por el Centro Nacional de Control de Energía -CENACE- y el Centro de Operación Económica del Sistema -COES-, con ello se encuentra tendencias de los posibles flujos energéticos, enmarcadas temporalmente dentro del período de estudio. Finalmente se establece los intercambios energéticos para todos las posibilidades analizadas

El capítulo cuatro trata sobre la Simulación Probabilística de la Interconexión Eléctrica Nacional entre Ecuador y Perú realizada en el sistema computacional SUPER 4.0 de la Organización Latinoamericana de Energía -OLADE- y viene a avalar lo que en los dos últimos capítulos se ha tratado respecto a balances energéticos y tendencias de flujos energéticos entre los dos países. Las consideraciones asumidas para esta simulación fueron tomadas de los estudios realizados por el OLADE, respecto a la interconexión eléctrica nacional entre los Sistemas Interconectados del Ecuador y del Perú. Estas consideraciones fueron: el suponer escenarios de hidrología y precios de combustibles medios a lo largo del período de estudio. Las respuestas obtenidas van dirigidas a la jerarquización, capacidades de instalación y selección de los futuros proyectos eléctricos para satisfacer las condiciones de mercado (energéticas y económicas) en condiciones de incertidumbre.

El capítulo cinco denominado Marco Regulatorio en la Interconexión Eléctrica Nacional entre Ecuador y Perú. Propone primeramente una exposición del tratamiento general que a nivel normativo se da en una interconexión internacional; en función de supuestos regulatorios valederos se determinan los posibles beneficios y consecuencias que afectarían a todos los agentes del mercado tanto importador como exportador en la eventualidad de un intercambio

energético. Se esgrimen además ciertos preceptos generales que mitigarían especialmente los riesgos intrínsecos de la interconexión y las posibilidades reales de una integración de mercados atendiendo características propias de los sistemas a interconectarse. Además en este capítulo se hace una comparación de los sectores eléctricos de Ecuador y Perú en cuanto a sus características institucionales y regulatorias esencialmente dirigidas hacia posibles negociaciones de importación y exportación de energía.

PRESENTACIÓN

Dentro de la política de globalización y modernización, de la cual es parte el sector eléctrico ecuatoriano, se han desarrollado anteriormente estudios de la integración del mercado eléctrico regional realizados por la CIER, OLADE y CONELEC. En 1999 se publicó una tesis titulada "Análisis Técnico-Económico y Comercial de la Interconexión Ecuador- Perú" en la cual se establecía la posibilidad de este proyecto a través de vínculos nacionales, regionales o vecinales.

La tendencia creciente de la demanda obliga tanto al Ecuador como al Perú a la búsqueda de recursos para incrementar la oferta de energía eléctrica, ya sea ampliando el parque generador o a través de la importación de energía de otros sistemas. Por la actualidad y vigencia del tema con este estudio se pretende establecer los posibles flujos energéticos de intercambio entre estos dos países, escoger la estrategia óptima de expansión y enmarcar la interconexión dentro de una posible normativa regulatoria para su operación.

La tesis se elaboró siguiendo una investigación cronológica que llevó a conocer el problema y posteriormente a plantear las posibles soluciones. El presente estudio se divide en seis capítulos. El primero, es una introducción sobre la interconexión. Los dos siguientes capítulos son un análisis energético de los dos países y la interconexión. El cuarto capítulo muestra los resultados de la simulación realizada en el programa SUPER del OLADE. El quinto capítulo las principales regulaciones de ambos países en las cuales se enmarcaría la interconexión y el último capítulo en el que se recogen las conclusiones, recomendaciones de toda la tesis.

CAPÍTULO 1: ESTADO ACTUAL DE LA INTERCONEXIÓN ECUADOR – PERÚ

1.1 INTRODUCCIÓN.-

En el Ecuador, el tema de la interconexión eléctrica entre los sistemas nacionales del Ecuador y Perú ha sido analizado por el CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador) que conjuntamente con la Escuela Politécnica Nacional ha realizado un análisis técnico preliminar contenidas en una tesis de grado¹. En ella se ha utilizado los resultados de los flujos de potencia y de carga, las proyecciones de la demanda a nivel regional y vecinal en ambos países para describir el alcance de las alternativas de la interconexión. El CONELEC ha publicado un resumen con las principales conclusiones de este estudio².

Posteriormente a estos estudios, a finales del año 1999, se firmó un acuerdo entre las empresas transmisoras de cada país, TRANSELECTRIC (Ecuador) y ETECEN (Perú), para encargarse del proyecto de interconexión. A inicios del año 2000 se contrató a la empresa HYDROQUEBEC S.A. para realizar una consultoría y analizar la viabilidad técnica y económica de la interconexión. Para finales del mes de febrero del 2001, HYDROQUEBEC S.A. presentó un informe³ a TRANSELECTRIC y ETECEN el cual determina la posible interconexión, ésta es expuesta en el numeral 1.3.

El tema de la interconexión eléctrica Ecuador – Perú es también tratado por la Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, aunque no hay ninguna publicación oficial sobre el tema específicamente, tienen una gran cantidad de información que ha sido utilizada para la simulación de la interconexión con el programa SUPER (Sistema Unificado de Planificación). Posteriormente se

¹ “Análisis Técnico Económico y Comercial de la Interconexión Ecuador – Perú”. Tesis de Grado. Granja S, Guevara J, EPN, Quito, 1999.

² “Resumen de estudio preliminar: Interconexiones Eléctricas Ecuador – Perú”. Ing. Iván Velastegui, CONELEC, Quito, 1999.

³ “Informe de la Interconexión Eléctrica Ecuador – Perú”. Hydroquebec, Transelectric, Quito, 2001.

utilizará este programa para ver su aplicabilidad con los datos que se expondrán en esta tesis.

1.1.1 METODOLOGÍA.-

Las diversas alternativas de interconexión se basan en:

- Balances de potencia y energía de cada uno de los sistemas eléctricos nacionales, los cuales contemplan:
 - Datos históricos y la situación actual de la demanda de potencia y energía y la oferta de generación en cada sistema eléctrico nacional.
 - Los planes de expansión del parque generador de cada país.
 - Las proyecciones de demanda de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado, SNI, (Ecuador), del Sistema Interconectado Centro Norte, SICN, (Perú) y del Sistema Interconectado Sur, SISUR, (Perú).
- Temporadas de transferencia de potencia, las cuales se fundamentan en las curvas de energía afluente que a su vez determinarán la complementariedad hidrológica entre ambos sistemas.
- Leyes, Reglamentos y Marcos Regulatorios a los que se ajustará la interconexión que permitirán un funcionamiento dinámico y óptimo sin perjuicio para ninguno de los agentes de los mercados involucrados.

1.1.2 RESULTADOS.-

De acuerdo a estos criterios, el estudio realizado en la Tesis de los Ings. Granja y Guevara⁴, muestra que la interconexión binacional entre Ecuador y Perú podría realizarse con dos alternativas:

⁴ “Análisis Técnico Económico y Comercial de la Interconexión Ecuador – Perú”. Tesis de Grado. Granja S, Guevara J, EPN, Quito, 1999.

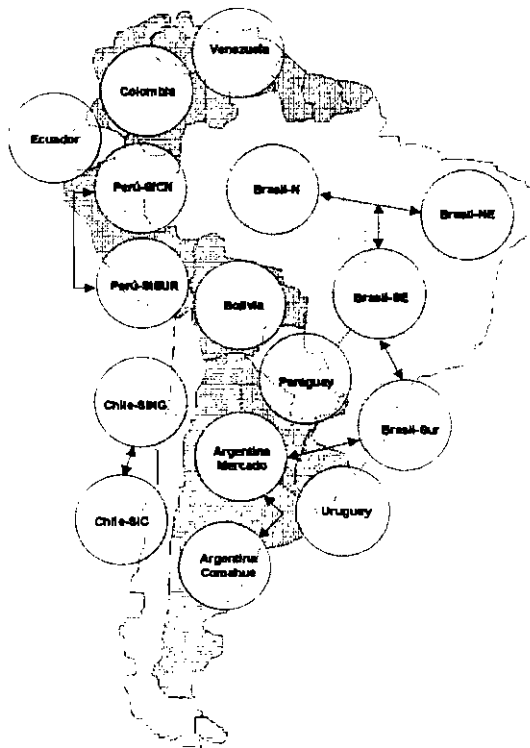
1. Mediante una línea de transmisión entre Machala – Charán (Distrito de Zorritos).
2. Mediante una línea de transmisión entre Macará y Piura.

Su ubicación geográfica puede verse en el Anexo N° 1.2.

1.2 SISTEMAS INTERCONECTADOS EN SUDAMERICA. EXPERIENCIAS.-

El siguiente es un resumen de los resultados publicados por la Comisión Integración Eléctrica Regional, CIER⁵, en cuanto a la posible interconexión de los sistemas eléctricos en Sudamérica. En estos estudios se ven involucrados los 10 países de Sudamérica: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela.

Gráfico N° 1.1 Países involucrados en el estudio



⁵ “Mercado Mayoristas e Interconexiones. Proyecto CIER 02 – Fase 1”. Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER)- Corporación Andina de Fomento (CAF), Marzo 1999.

1.2.1 ANTECEDENTES.-

1.2.1 CAPACIDAD INSTALADA EN LA REGIÓN.-

En el siguiente cuadro se muestra la capacidad instalada que se tiene actualmente en Sudamérica y su proyección hasta el año 2010. Por lo tanto la oferta de generación que se tiene es:

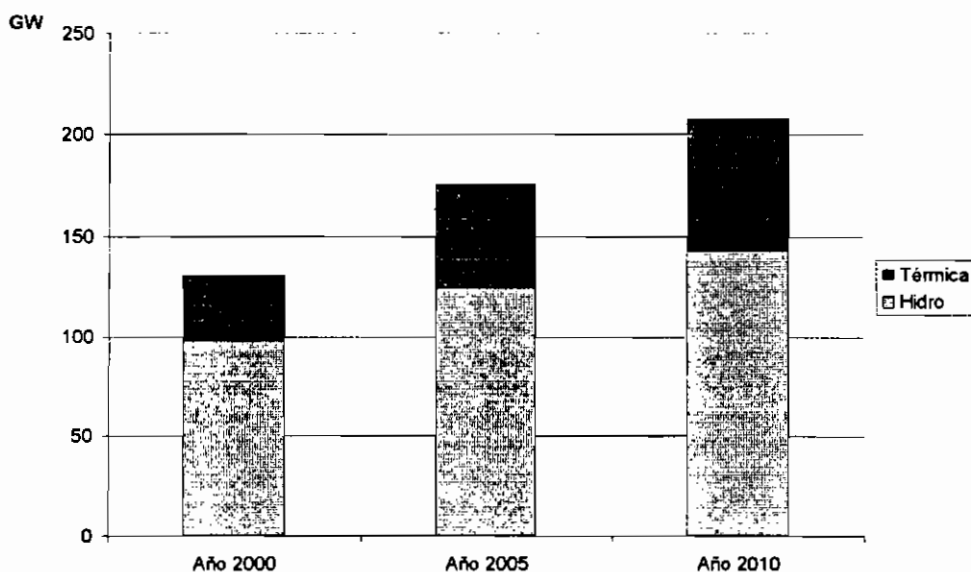
Cuadro N° 1.1 Oferta de generación y su composición en Sudamérica

	2000	2005	2010
OFERTA DE GENERACION [GW]	135	179	210
GENERACION TERMICA [%]	25	30*	33
GENERACION HIDRAULICA [%]	75	70*	67

Se ve que hay un aumento importante en la oferta de generación, donde la generación térmica toma mayor importancia.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la generación térmica e hidráulica en Sudamérica:

Gráfico N° 1. 2 Evolución de la Capacidad Instalada Total



* Estos valores se los estimó del gráfico N° 1.2.

Los siguientes gráficos muestran respectivamente la evolución de las capacidades instaladas por país, y la proporción hidro y térmica en el año 2000, 2005 y 2010.

Gráfico N° 1.3 Evolución de la Capacidad Instalada por País

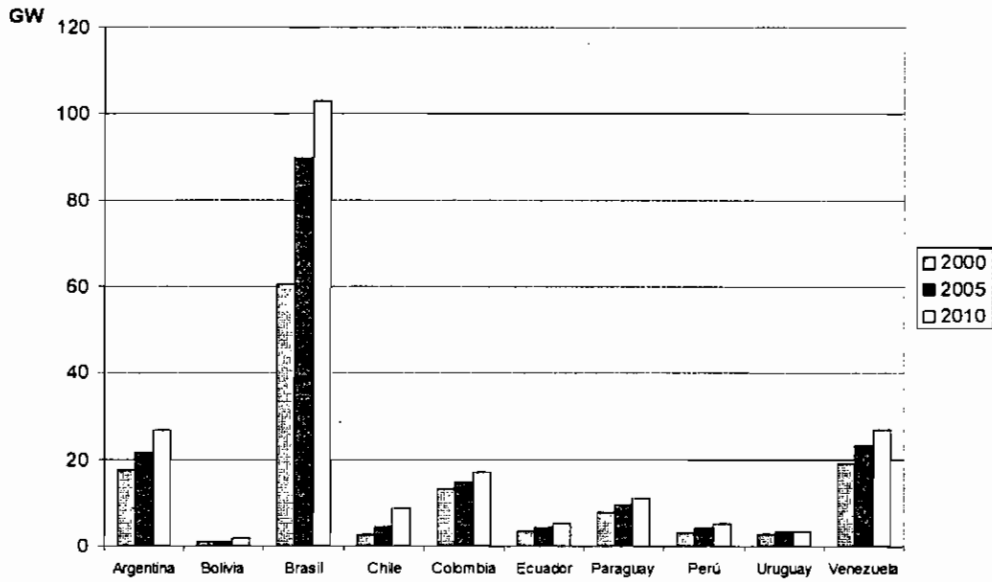
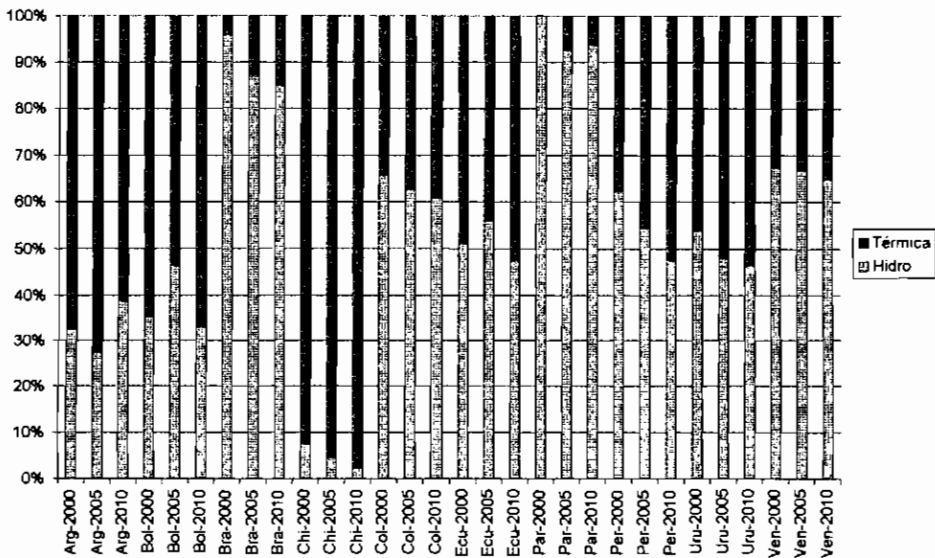


Gráfico N° 1.4 Composición Hidro y Térmica de cada país



Fuente: Proyecto CIER Q2 Fase 1. Mercados Mayoristas e Interconexiones.

De los gráficos se puede inferir que la capacidad instalada hasta el año 2010, tanto para el Ecuador como para el Perú, aumentará hasta 6 GW. De los cuales, en el caso de Ecuador, en el año 2000 tuvo el 51% de potencia instalada hidráulica y el 49% de potencia instalada térmica; para el año 2005, tendrá el 56% de potencia hidráulica y el 44% de potencia térmica y para el año 2010, el 48% de potencia hidráulica y el 52% de potencia térmica. Mientras que en el Perú, en el año 2000, el 62% de potencia instalada hidráulica y el 38% de potencia instalada térmica. Para el año 2005, el 55% de potencia hidráulica y el 45% de potencia térmica y para el año 2010, el 48% de potencia hidráulica y el 52% de potencia térmica. Como se observa hay un incremento importante en la ampliación del parque generador térmico en ambos países. Esto se resume en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 1.2 Generación total y por composición de Ecuador y Perú

AÑOS	GENERACION TOTAL[GW]		% GENERAC. HIDRAULICA		% GENERAC. TERMICA	
	Ecuador	Perú	Ecuador	Perú	Ecuador	Perú
2000	4	4	52	62	48	38
2005	5	5	56	55	44	45
2010	6	6	48	48	52	52

Se puede observar que entre los años 2000 y 2005, Ecuador y Perú basan su producción de energía eléctrica en la energía hidráulica, con un promedio de 56.25%, mientras que la energía térmica tiene un promedio de 43.75%. Contrariamente entre los años 2005 y 2010 predominará la producción de energía térmica hasta situarse en un 52%.

1.2.1.2 Criterios para la interconexión.-

En base a las características de generación de cada país, se determina los períodos de repunte y decrecimiento para cada tipo de producción. En el siguiente cuadro, se presentan los mayores productores de energía eléctrica con recursos hídricos y térmicos:

Cuadro N° 1.3 Mayores países productores de energía eléctrica en base a recursos hídricos.

PAIS	% PRODUCCION HIDROELECTRICA
Brasil	85
Paraguay	95

Cuadro N° 1.4 Mayores países productores de energía eléctrica en base a recursos térmicos.

PAIS	% PRODUCCION TERMOELECTRICA
Argentina	70
Bolivia	60

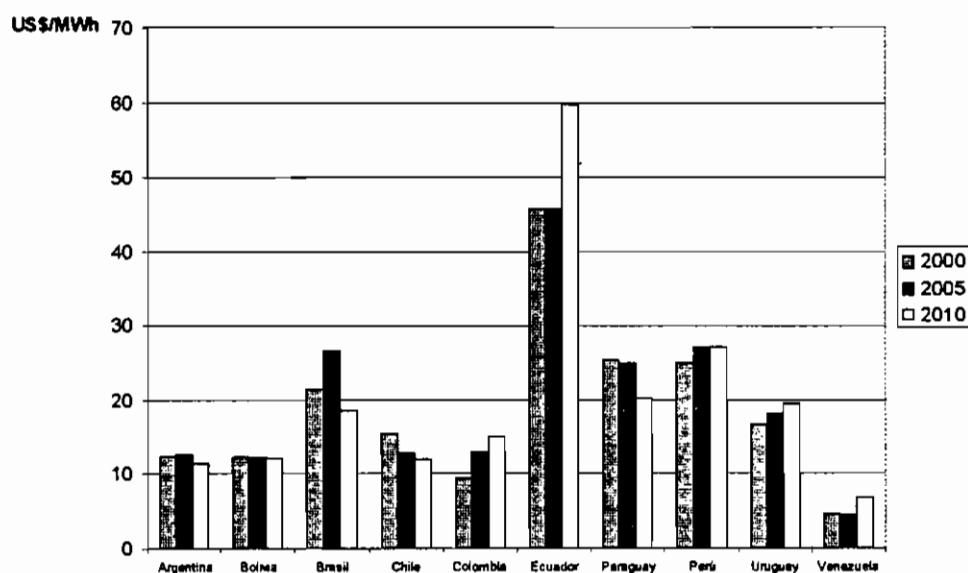
Las condiciones ambientales para las posibles interconexiones entre distintas áreas o países son:

- a) Complementariedad hidroeléctrica entre países con características hidrológicas distintas.
- b) Complementariedad hidrotérmica entre países con diferentes grados de generación hidro.

1.2.2 ESTUDIOS AISLADOS DE CADA SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.-

Para el análisis de interconexión se debe estudiar las condiciones del sistema eléctrico de cada país. Un reflejo de esta situación es el costo marginal promedio anual que se da en cada mercado eléctrico nacional. Se expone un gráfico y un cuadro comparativo de estos costos en Sudamérica:

Gráfico N° 1.5 Comparación de los costos marginales en Sudamérica. Años: 2000, 2005 y 2010



Fuente: Proyecto CIER Q2 Fase 1. Mercados Mayoristas e Interconexiones.

Cuadro N° 1.5 Comparación de los costos marginales en Sudamérica. Años: 2000, 2005 y 2010

PAIS	COSTO MARGINAL [USD/MWh]		
	2000	2005	2010
Argentina	12	12	11
Bolivia	12	12	12
Brasil	22	27	18
Chile	16	13	12
Colombia	9	12	13
Ecuador	46	46	60
Paraguay	25	24	20
Perú	24	26	26
Uruguay	17	18	19
Venezuela	5	4	6

Se debe notar que el costo marginal anual de producción de energía eléctrica más caro corresponde al Ecuador con un precio de 46 dólares por cada megawatio-hora y para el año 2010 llegará a 60 dólares por cada megawatio-hora. Además el

segundo costo marginal más caro corresponde a Perú con un valor aproximado de 25 dólares por cada megavatio-hora. El costo marginal ecuatoriano es casi el doble del costo peruano. Contrariamente el costo marginal más bajo corresponde a Venezuela con un valor de 5 centavos.

Los datos de costos marginales mostradas en el gráfico y la tabla anterior, especialmente para el Ecuador muestran una tendencia de crecimiento exagerada hacia finales del período de estudio. Según la CIER, esto da a entender que los organismos encargados de supervisar estos parámetros no estarían tomando las medidas adecuadas para reducir estos índices.

De acuerdo al cuadro anterior, se puede categorizar a los países en dos grupos:

1. Países con un costo marginal menor a 15 dólares por cada megavatio-hora.-
Corresponde a: Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, Paraguay, Uruguay y Venezuela.
2. Países con un costo marginal mayor a 20 dólares por cada megavatio-hora.-
Corresponde a: Brasil, Ecuador y Perú.

Este es un factor muy importante, pues a simple vista mostrará que las exportaciones de energía se realizarán desde los países más baratos hacia los más caros.

1.2.3 INTERCONEXIONES POTENCIALES.-

1.2.3.1 Posibles interconexiones en Sudamérica.-

Hay que tomar en cuenta que los intercambios de energía eléctrica son beneficiosos desde el punto de vista económico, para cada país, si se dan dos condiciones:

- a) Beneficios de transmisión.
- b) Viabilidad técnica de construcción.

Estas dos condiciones se cuantifican en el Beneficio Marginal de la Interconexión, BMI, que se calcula como el promedio de las diferencias de los costos marginales entre los países para cada mes y para cada escenario hidrológico. Las unidades del BMI están dadas en \$USD/MWh.

Los siguientes cuadros muestran el valor del BMI de cada país de acuerdo a la interconexión que se vaya a realizar:

1) Interconexión Argentina - Brasil Sur - Brasil Sur Este - Chile SIC – Paraguay - Uruguay.-

Cuadro N° 1.6 BMI de la Interconexión Argentina-Brasil S-SE-Chile SIC-Paraguay-Uruguay.

	Argentina	Brasil S	Brasil SE	Chile SIC	Paraguay	Uruguay
2000	18.0	18.4	24.7	6.2	24.7	7.2
2005	12.7	12.7	17.7	5.0	17.7	7.2
2010	9.6	9.6	15.3	3.3	15.3	8.8

En esta primera interconexión se observa que los mayores Beneficios Marginales de Interconexión (BMI) tienen los sistemas Brasil Sur Este y Paraguay, mientras que el menor BMI lo posee el sistema Chile SIC.

2) Interconexión Bolivia – Brasil Sur – Brasil Sur Este – Perú SISUR – Uruguay.-

Cuadro N° 1.7 BMI de la Interconexión Bolivia-Brasil S-SE-Perú SISUR-Uruguay.

	Bolivia	Brasil S	Brasil SE	Perú SISUR	Uruguay
2000	18.6	18.6	11.2	12.3	8.2
2005	7.5	7.5	8.4	15.7	5.2
2010	8.5	8.5	9.4	20.0	5.2

En la segunda interconexión se observa que los mayores Beneficios Marginales de Interconexión (BMI) tienen los sistemas Brasil Sur y Bolivia (en el año 2000) pero decrece su BMI en los años siguientes; por otra parte, el sistema Perú SISUR subirá notoriamente su BMI gracias a la interconexión. Mientras que Uruguay tendrá el menor BMI.

3) Interconexión Brasil Norte – Venezuela.-

Cuadro N° 1.8 BMI de la Interconexión Brasil N-Venezuela.

	Brasil-Norte	Venezuela
2000	23.6	23.6
2005	21.7	21.7
2010	15.3	15.3

En esta tercera interconexión se ve que ambos sistemas tienen iguales Beneficios Marginales de Interconexión. En los primeros años de la interconexión son altos y tienden a bajar conforme pasa el tiempo.

4) Interconexión Brasil Nor Este – Brasil Sur – Brasil Sur Este.-

Cuadro N° 1.9 BMI de la Interconexión Brasil NE-S-SE.

	Brasil NE	Brasil S	Brasil SE
2000	4.8	8.2	4.8
2005	2.7	5.8	2.7
2010	4.0	7.5	4.0

En esta cuarta interconexión, el mayor BMI corresponde al sistema Brasil Sur, mientras que los sistemas eléctricos brasileños del Noreste y Sudeste tienen el mismo BMI y menor al sistema Sur. Cabe señalarse que en el año 2010 este beneficio será de repunte para los tres sistemas.

5) Interconexión Brasil Sur – Argentina – Bolivia – Brasil Sur Este – Paraguay – Uruguay.-

Cuadro N° 1.10 BMI de la Interconexión Brasil S-SE-Argentina-Bolivia-Paraguay-Uruguay.

	Brasil S	Argentina	Bolivia	Brasil SE	Paraguay	Uruguay
2000	18.6	18.4	18.6	6.5	6.5	21.9
2005	7.5	12.7	7.5	5.0	5.0	18.4
2010	8.5	9.6	8.5	5.8	5.8	16.9

La quinta interconexión muestra que el mayor BMI corresponde al sistema uruguayo, beneficiándole la interconexión, mientras que los menores BMI son los sistemas: Brasil Sur Este y Paraguay. En todos los casos el BMI tiende a bajar conforme pasa el tiempo.

6) Interconexión Brasil Sur Este – Argentina – Bolivia – Brasil Sur – Brasil Nor Este – Paraguay.-

Cuadro N° 1.11 BMI de la Interconexión Brasil S-SE-Argentina-Bolivia-Paraguay-Uruguay.

	Brasil SE	Argentina	Bolivia	Brasil S	Brasil NE	Paraguay
2000	6.5	24.7	11.2	6.5	4.8	0.0
2005	5.0	17.7	8.4	5.0	2.7	0.0
2010	5.8	15.3	9.4	5.8	4.0	0.0

La sexta interconexión muestra que el mayor BMI los posee el sistema argentino, siendo buena la interconexión a este país, mientras que el sistema paraguayo no tiene beneficio alguno con la interconexión.

7) Interconexión Chile SIC – Argentina – Chile SING.-

Cuadro N° 1.12 BMI de la Interconexión Chile SIC-Argentina-Chile SING.

	Chile SIC	Argentina	Chile SING
2000	6.2	6.2	16.5
2005	5.0	5.0	5.1
2010	3.3	3.3	3.4

La séptima interconexión muestra que el mayor BMI corresponde al sistema Chile SING, siendo muy alta en el año 2000, al inicio de la interconexión, mientras que los menores BMI son los sistemas: Chile SIC y Argentina. En todos los casos el BMI tiende a bajar y dentro de años, en el año 2010, se equilibrarán los BMI entre estos tres países.

8) *Interconexión Chile SING – Chile SIC – Perú SISUR.-*

Cuadro N° 1.13 BMI de la Interconexión Chile SIC- SING- Perú SISUR.

	Chile SING	Chile SIC	Perú SISUR
2000	14.4	10.3	14.4
2005	17.9	5.1	17.9
2010	22.4	3.4	22.4

Esta interconexión muestra que los mayores BMI corresponden a los sistemas Chile SING y Perú SISUR, siguiendo una tendencia ascendente desde el año 2000 al 2010, mientras que el menor BMI corresponde al sistema Chile SIC, con tendencia a la baja. Aquí se observa la diferencia entre los BMI que se producirían entre los sistemas, mientras unos se elevan, otros caen en forma abrupta.

9) *Interconexión Colombia – Ecuador - Venezuela.-*

Cuadro N° 1.14 BMI de la Interconexión Colombia-Ecuador-Venezuela.

	Colombia	Ecuador	Venezuela
2000	37.0	37.0	5.5
2005	33.4	33.4	9.2
2010	45.4	45.4	10.2

Esta interconexión, realizada en el callejón andino, muestra que los mayores BMI corresponden a los sistemas colombiano y ecuatoriano, incrementándose abrumadoramente los BMI desde el año 2000 al 2010, mientras que el menor BMI corresponde al sistema venezolano, con una tendencia a la alza pero no tan alta como los otros sistemas.

10) Interconexión Ecuador – Colombia – Perú SICN.-**Cuadro N° 1.15 BMI de la Interconexión Ecuador-Colombia-Perú SICN.**

	Ecuador	Colombia	Perú SICN
2000	22.4	37.0	22.4
2005	21.2	33.4	21.2
2010	38.3	45.4	38.3

La décima interconexión, realizada también en el callejón andino, muestra que el mayor BMI corresponde al sistema colombiano, mientras que los menores BMI corresponden a los sistemas ecuatoriano y Perú SICN. Todos tienen en común que sus BMI aumentan con valores significativos aunque se nota un ligero descenso en el año 2005. **Se debe enfatizar que los beneficios de esta interconexión son significativos.**

11) Interconexión Paraguay – Argentina – Brasil Sur – Brasil Sur Este.-**Cuadro N° 1.16 BMI de la Interconexión Paraguay-Argentina-Brasil S-SE.**

	Paraguay	Argentina	Brasil S	Brasil SE
2000	6.5	24.7	6.5	0.0
2005	5.0	17.7	5.0	0.0
2010	5.8	15.3	5.8	0.0

En esta interconexión se observa que el mayor Beneficio Marginal de Interconexión (BMI) tiene el sistema argentino, aunque va decreciendo hasta el año 2010; por otra parte, no tendrá BMI el sistema Brasil Sur Este, es decir, no le trae ningún beneficio la interconexión. Mientras que para los sistemas Brasil Sur y Paraguay, sus beneficios en la interconexión, tenderán a la baja.

12) Interconexión Perú SICN - Ecuador – Perú SISUR.-**Cuadro N° 1.17 BMI de la Interconexión Perú SICN-SISUR-Ecuador.**

	Perú SICN	Ecuador	Perú SISUR
2000	22.4	22.4	0.0
2005	21.2	21.2	1.7
2010	38.3	38.3	10.4

En esta interconexión se observa que los mayores Beneficios Marginales de Interconexión (BMI) lo tienen los sistemas Perú SICN y Ecuador, son beneficios significativos que decrecen en el año 2005 pero logran un mayor repunte para el año 2010. En cambio, al sistema Perú SISUR la interconexión no le es beneficiosa inicialmente, pero luego irá mejorando hasta llegar a un beneficio significativo en el año 2010. **De esta forma se ve que la interconexión entre los sistemas peruano y ecuatoriano es beneficiosa para ambos países, especialmente entre el sistema ecuatoriano y Perú SICN.**

13) Interconexión Perú SISUR – Chile SING – Perú SICN.-**Cuadro N° 1.18 BMI de la Interconexión Perú SICN-SISUR-Chile SING.**

	Perú SISUR	Chile SING	Perú SICN
2000	0.0	14.4	0.0
2005	1.7	17.9	1.7
2010	10.4	22.4	10.4

Se observa que el mayor Beneficio Marginal de Interconexión (BMI) lo tiene el sistema Chile SING y va en aumento hasta el año 2010, llegando a un valor muy alto; en cambio, para los sistemas peruanos SICN y SISUR no tiene un beneficio inmediato pero llega a ser importante en el año 2010.

14) Interconexión Uruguay – Argentina – Brasil Sur.-**Cuadro N° 1.19 BMI de la Interconexión Uruguay-Argentina-Brasil S.**

	Uruguay	Argentina	Brasil S
2000	21.9	7.2	21.9
2005	18.4	7.2	18.4
2010	16.9	8.3	16.9

En esta interconexión se observa que los mayores Beneficios Marginales de Interconexión (BMI) lo tienen los sistemas Uruguay y Brasil Sur, inicialmente son muy altos y tienden a decrecer hasta el año 2010; en cambio, en el sistema argentino habrá un beneficio estable.

15) Interconexión Venezuela – Brasil Norte – Colombia.-**Cuadro N° 1.20 BMI de la Interconexión Venezuela-Brasil N-Colombia.**

	Venezuela	Brasil N	Colombia
2000	23.6	23.6	5.5
2005	21.7	21.7	8.2
2010	15.3	15.3	10.2

En la última interconexión se observa que los mayores Beneficios Marginales de Interconexión (BMI) lo tienen los sistemas Venezuela y Brasil Norte, inicialmente tienen un enorme beneficio y va decreciendo hasta el año 2010; en cambio, el sistema colombiano tiene un beneficio inicial pequeño que va en aumento para los siguientes años.

1.2.3.2 Corredor Energético.-

En base a los cuadros anteriores se concluye que se podría tener un corredor energético formado por el Pacto Andino y el Cono Sur, derivados en tres sistemas:

- a) Sistema Pacto Andino: Conformado por Venezuela, Colombia y Ecuador.
- b) Sistema Cono Sur: Conformado por dos subsistemas:
 - b1) Argentina, Bolivia, Paraguay, Uruguay y Brasil.
 - b2) Argentina y Chile.
- c) Sistema de gasoductos: Conformado por dos subsistemas:
 - c1) Argentina, Bolivia y Brasil.
 - c2) Argentina y Chile.

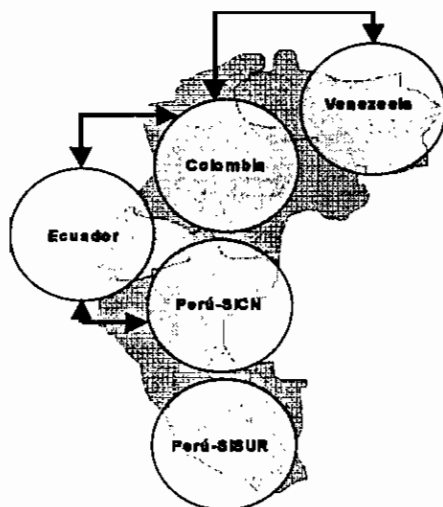
Se debe acotar que el sistema peruano serviría de enlace entre los diferentes sistemas.

1.2.4 ANALISIS DE LAS INTERCONEXIONES.-

En el presente análisis se ha tomado en cuenta, las condiciones geográficas para investigar las siguientes interconexiones:

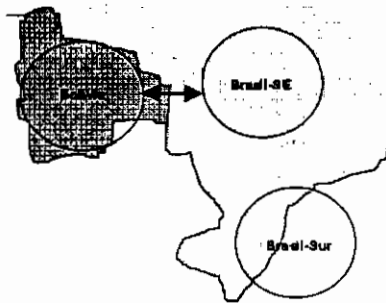
1) *Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú.-*

Gráfico N° 1.6 Interconexión Venezuela-Colombia-Ecuador-Perú.



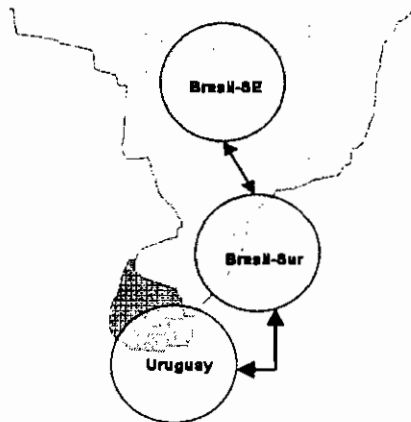
2) *Brasil y Bolivia.-*

Gráfico Nº 1.7 Interconexión Brasil-Bolivia.



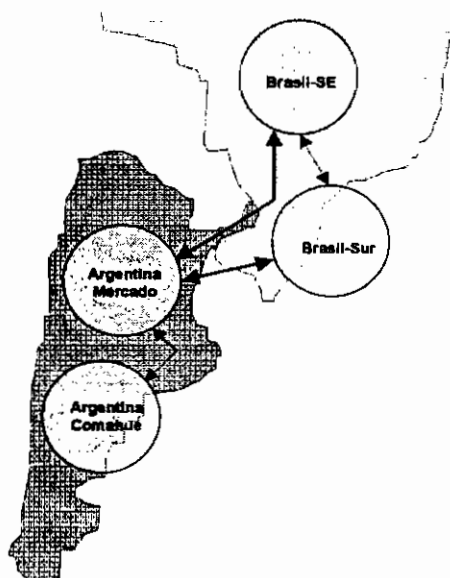
3) *Brasil y Uruguay.-*

Gráfico Nº 1.8 Interconexión Brasil-Uruguay.



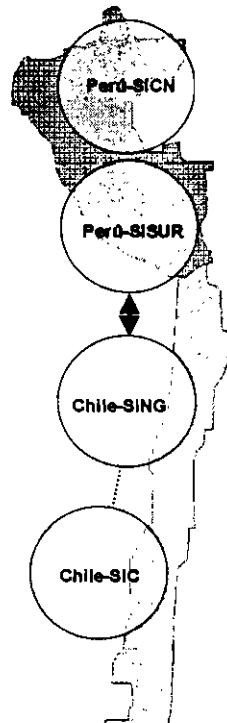
4) *Brasil y Argentina.-*

Gráfico Nº 1.9 Interconexión Brasil-Argentina.



5) Chile y Perú.-

Gráfico N° 1.10 Interconexión Chile-Perú.



1.2.4.1 Evaluación económica de una interconexión.-

1.2.4.1.1 Beneficios de una interconexión.-

En toda interconexión eléctrica que garantice beneficios tiene que cumplirse que **la reducción del costo operativo total sea mayor que los costos de inversión** y además que este beneficio se reparta equitativamente entre todos los agentes.

Adicionalmente se debe tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- La exportación de energía no debe elevar las tarifas de los consumidores en el país exportador.
- El ingreso de nueva oferta de servicio eléctrico no debe desplazar a los generadores del país importador, no obstante la participación de éste en un mercado de libre competencia obliga a que tenga que correr este riesgo.

1.2.4.1.2 *Impacto en la volatilidad de los precios SPOT.-*

Las interconexiones causarían que mercados con Precios SPOT estables puedan desajustarse, llegando a una indeterminación de los mismos. Con más detalle se analiza esta situación en el capítulo 5.

1.2.4.1.3 *Pagos por capacidad.-*

En este punto es necesario definir los siguientes términos:

- INGRESO SPOT O BENEFICIO = Diferencia de precios SPOT en los países * flujo de potencia en la interconexión o circuito.
- COSTO = Costo de construcción del circuito de la interconexión.

Con estos conceptos, se justifica la realización de la interconexión cuando:

$$\frac{\text{BENEFICIO}}{\text{COSTO}} > 1$$

El pago por capacidad de cada país involucrado en la interconexión es el pago que se realiza a los generadores para mantener determinada capacidad cuando se realiza la interconexión. Este pago se debe realizar únicamente a los generadores que tienen el contrato de exportación para garantizarles una buena utilidad. Adicionalmente se debe tener una política común de pago por capacidad en todos los países involucrados en la interconexión, caso contrario se crearía discrepancias entre los beneficios de los generadores.

Por lo tanto, una interconexión resulta agradable a la inversión si:

Precios SPOT de los países interconectados – Sumatoria de los costos de interconexión – Pérdidas por capacidad > 0

1.2.4.1.4 Aspectos cualitativos de las interconexiones.-

Las evaluaciones económicas de una interconexión eléctrica deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Modelación de equipos.
- Aspectos hidrológicos de los países.
- Dinámica de los mercados eléctricos.
- Marcos regulatorios de cada país.

1.2.4.2 Simulaciones de interconexión eléctrica.-

Cuando se realiza una simulación de una interconexión eléctrica se debe tomar en cuenta los siguientes parámetros, tanto para cada país como totales, para su análisis:

1. Generación hidro de cada país.
2. Generación térmica de cada país.
3. Costo operativo de la interconexión.
4. Ingreso de los generadores de cada país: Precio SPOT * producción de energía.
5. Distribución de probabilidades de los precios SPOT.
6. Distribución de probabilidades de intercambio.

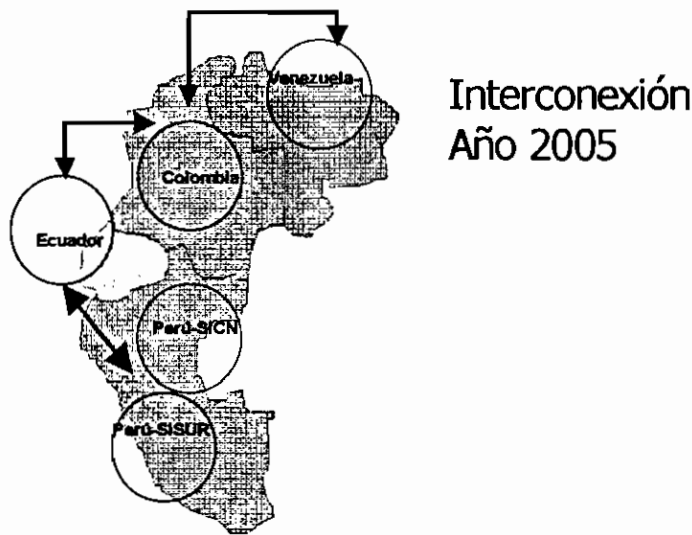
A continuación se muestra un ejemplo de interconexión.

Se proyectó para el año 2005, en dos niveles de interconexión para dos potencias de transferencia (casos A y B) entre los países de Ecuador, Colombia, Perú y Venezuela.

Cuadro N° 1.21 Ejemplo de Interconexión.

Sistema		Ref	Caso A	Caso B
De	Para	(MW)	(MW)	(MW)
Perú	Ecuador	0.0	200.0	400.0
Ecuador	Colombia	0.0	200.0	400.0
Colombia	Venezuela	0.0	500.0	1000.0

Gráfico N° 1.11 Ejemplo de Interconexión.



a) *Costos operativos.-*

La tendencia de los costos operativos⁶ en una inminente interconexión es hacia la baja, tal como lo indica el siguiente cuadro:

Cuadro N° 1.22 Costos Operativos - Ecuador-Colombia-Perú-Venezuela – 2005.

Estudio	Ref	Caso A	Δ A	Caso B	Δ B
País	(M US\$)	(M US\$)	(%)	(M US\$)	(%)
Perú	191.6	204.5	6.7	180.6	-5.7
Ecuador	159.0	70.7	-55.5	50.6	-68.2
Colombia	168.8	141.1	-16.4	116.3	-31.1
Venezuela	99.4	103.8	4.5	122.8	23.6
Total	618.8	520.1	-15.9	470.3	-24.0

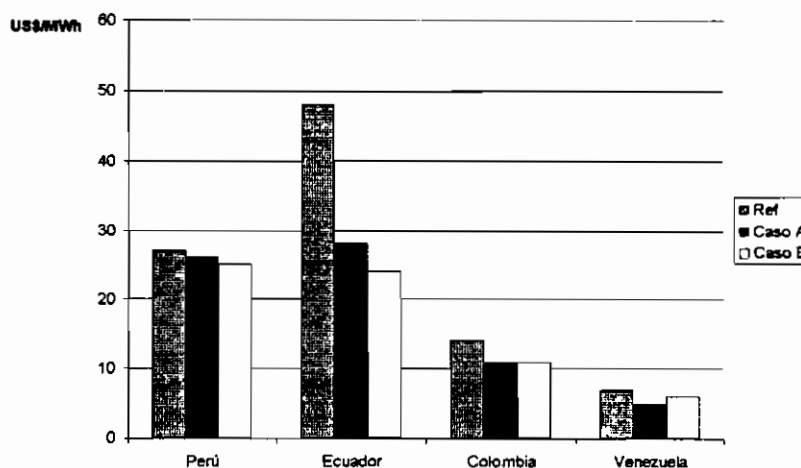
⁶ Estos costos operativos a criterio de la CIER sólo contemplan los costos de operación y mantenimiento durante la vida útil del proyecto.

El cuadro muestra los millones de dólares en cuanto a costos operativos por cada país. En la primera columna constan los valores referenciales cuando los países están separados; las columnas 2 y 4 muestran los costos de operación de la interconexión para los casos A y B y las columnas 3 y 5 muestran la variación de costos. En ambos casos se nota la reducción de los costos excepto en Perú y Venezuela. En el sistema interconectado total, ambos casos reducen los costos. La mayor reducción de costos está en Ecuador que baja un 60%, luego sigue Colombia. Mientras que Venezuela aumenta sus costos de operación, lo que indica que no le conviene económicamente la interconexión. Finalmente, Perú en el caso A, aumenta y en el caso B disminuye sus costos. La interconexión que más beneficia económicamente es la opción B, en la que se intercambia una mayor potencia y en el análisis global se tiene una reducción del 24%, es decir un ahorro de 150 millones de dólares.

b) Precios SPOT.-

En el siguiente gráfico se muestra como es el comportamiento de los precios spot, que son un promedio mensual al año de corte 2005, para todos los casos mencionados (referencia, caso A y caso B) bajo un escenario de hidrología media.

Gráfico N° 1.12 Precios SPOT de Ecuador-Colombia-Perú-Venezuela - 2005 .



Cuadro N° 1.23 Precios SPOT - Ecuador-Colombia-Perú-Venezuela – 2005

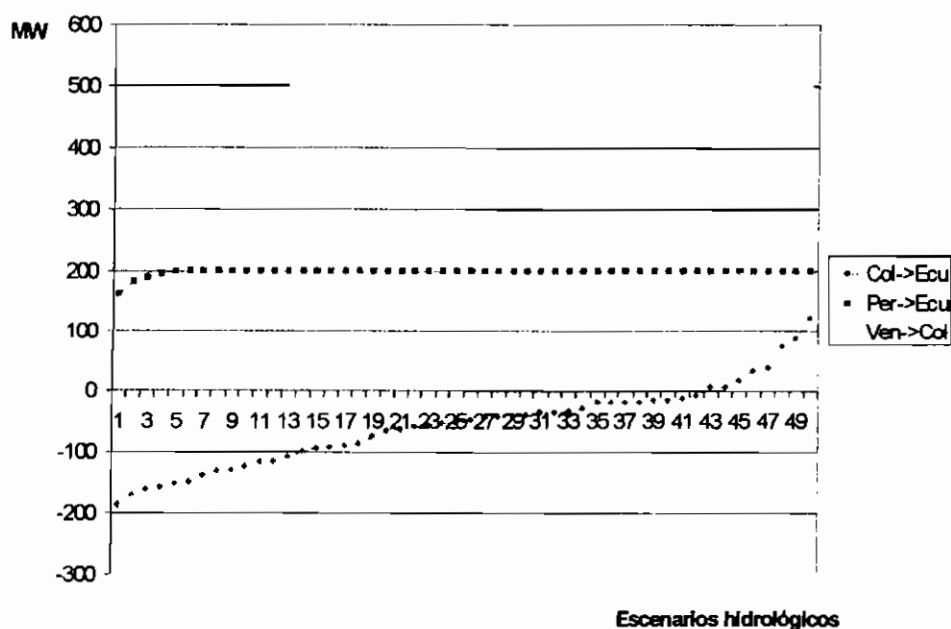
ESTUDIO	REFERENCIA	CASO A	CASO B
PAÍS	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
Perú	28	26	25
Ecuador	48	29	24
Colombia	14	11	11
Venezuela	7	4	5

Los precios SPOT disminuyen en todos los dos casos. El descenso más grande lo tiene el Ecuador, pues existe un decremento de 19 y 24 USD/MWh para ambos casos, respectivamente. La razón para que existan tales reducciones es que mientras más energía importe el Ecuador por parte de sus vecinos, el costo de energía local tiende a abarataarse.

c) Intercambios entre los países.-

En gráfico N° 1.13 se muestra los flujos de potencia de intercambio anuales en promedio entre los países en estudio, de acuerdo a las distintas condiciones y a la complementariedad hidrológicas.

Gráfico N° 1.13 Distribución de Flujos - Ecuador-Colombia-Perú-Venezuela - 2005



Se puede apreciar que los intercambios que mayores beneficios pueden traer por la complementariedad hidrológica son: Venezuela – Colombia y Ecuador – Perú. El primer intercambio muestra un flujo de 500 MW, mientras que el intercambio entre Ecuador y Perú sería de unos 200 MW.

1.2.5 RESULTADOS Y CONCLUSIONES DEL PROYECTO CIER 02- FASE 1.-

a) Oportunidades de interconexión.-

- En Sudamérica hay un aumento en la oferta de generación – de 135 GW en el año 2000 a 210 GW en el año 2010 – pero de igual forma crecerá la capacidad térmica de 1/4 a 1/3 de la capacidad total.

- Las oportunidades de interconexión se dan sí:
 - Existe complementariedad hidroeléctrica entre países con distintas características hidrográficas.
 - Existe complementariedad hidrotérmica entre países con diferentes grados de generación hidro.

- Se debe tomar en cuenta aspectos que determinan la interconexión:
 - Beneficios globales de la interconexión, en especial la disminución de costos operativos.
 - Volatilidad de los precios SPOT, los ingresos de los generadores y los precios de la energía en cada país.
 - La regulación de los pagos por capacidad de cada país.

b) Estudios de Interconexión.-

Se ha observado un "corredor energético" de 10 países, los cuales se los puede clasificar en las siguientes etapas:

- Pacto Andino: Interconexión entre los países de la región, además la posibilidad de exportación de Venezuela a Colombia y a Ecuador.

- Cono Sur: Se considera la interconexión de Argentina, Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay para exportar hacia Brasil.
- Enlace Perú: El sistema peruano permite la interconexión al Norte con Ecuador y al Sur con Chile o Bolivia.
- Interconexión Bolivia – Brasil: Se ha comparado la explotación de gas a boca de pozo en Bolivia frente a un despacho térmico “take or pay”⁷ en Brasil, resultando la primera opción cuatro veces más barata.
- Interconexión Argentina – Brasil: Muestra que es beneficiosa para ambos países pero aumentaría la volatilidad de los precios SPOT argentinos.
- Interconexión Brasil – Uruguay: Muestra que los costos operativos de ambos países se reducen notablemente pero aumentaría la volatilidad de los precios SPOT uruguayos.

Cuadro N° 1.24 Reducción de costos operativos en interconexión Brasil-Uruguay.

	2000	2005	2010
Brasil	12.6%	2.6%	2.6%
Uruguay	21.0%	29.8%	40.5%

- Interconexión Chile – Perú: En Perú se reducirían los costos de producción mientras que en Chile se notaría el impacto en costos y en la volatilidad de los precios SPOT.

⁷ El despacho térmico “take or pay” es el colocar dicha producción de energía en lugar de la generada por medios hídricos, por ser más barata y por consiguiente desplazando la utilización de recursos no renovables (agua), que puede resultar perjudicial.

1.3 EXPOSICIÓN DE LOS ESTUDIOS ANTERIORES PARA LA INTERCONEXIÓN ELECTRICA ENTRE ECUADOR Y PERU.-

1.3.1 TESIS “ANÁLISIS TÉCNICO, ECONÓMICO Y COMERCIAL DE LA INTERCONEXIÓN ECUADOR – PERÚ”.-

Esta tesis fue realizada en el año 1999, por los Ingenieros Santiago Granja y Javier Guevara⁸, en ella se presentan tres tipos de interconexiones entre Ecuador y Perú:

- A nivel nacional.
- A nivel regional.
- A nivel vecinal.

A continuación se realizará una síntesis de cada una de ellas, con sus aspectos más importantes basada en el “Resumen del estudio preliminar de las interconexiones eléctricas Ecuador – Perú”, elaborado por el CONELEC⁹.

1.3.1.1 INTERCONEXIÓN A NIVEL NACIONAL.-

a) Interconexión Binacional El Oro – Tumbes.-

Debido a los diferentes niveles de voltaje que son utilizados en cada uno de los sistemas de transmisión, Ecuador a 230 kV y el Sistema Tumbes a 220 kV, se han analizado las posibles proyectos:

a.1) Hipótesis planteadas.-

- Una línea de transmisión entre Milagro y Machala de 129 Km de longitud a 230 kV. Con un circuito simple ó doble, para transmitir la carga de la Empresa

⁸ “Análisis Técnico Económico y Comercial de la Interconexión Ecuador – Perú”. Tesis de Grado. Granja S, Guevara J, EPN, Quito, 1999.

⁹ “Resumen de estudio preliminar: Interconexiones Eléctricas Ecuador – Perú”. Ing. Iván Velasteguí, CONELEC, Quito, 1999.

Eléctrica El Oro y posibles transferencias de potencia de:

- 60 MW
- 100 MW
- 150 MW

- Una línea de transmisión entre Machala y Charán de 110 Km de longitud a 220 ó 230 kV. Con un circuito simple ó doble, para posibles transferencias de potencia de:

- 60 MW
- 100 MW
- 150 MW

Además de la correspondiente subestación de interconexión 220 / 230 kV.

La condición técnica más importante que debe cumplir la interconexión binacional, es que los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú operarían en sincronismo.

a.2) Resultados.-

Tomando en cuenta un balance energético que considera la temporada de hidrología media para la oferta y un crecimiento medio de la demanda, la alternativa más conveniente es:

- La línea de transmisión Milagro – Machala de 129 Km a 230 kV a doble circuito.
- La línea de transmisión Machala – Charán a 230 kV a doble circuito, con un conductor ACSR 1113 kcm, con la subestación de interconexión localizada en Charán que cuente con un transformador de 220 / 230 kV de 200 MVA.

a.3) Costos.-

Los costos estimados de inversión en las líneas de transmisión y la subestación necesaria para realizar esta interconexión binacional se indican a continuación:

Cuadro N° 1.25 Costos de la Interconexión Machala – Charán

Descripción	Inversión US \$
Línea de Transmisión doble circuito Milagro – Machala 230 kV, 1272 kcm, 129 km y las posiciones en las subestaciones	30'775.530
Línea de Transmisión doble circuito Machala – Charán 230 kV, 1113 kcm, 110 km	25'443.018
Subestación de Interconexión 230/220 kV, 200 MVA ubicada en Charán – Zorritos	20'315.000
TOTAL	76'533.548

Este valor corresponde al año 1999, año de la publicación de la tesis, se actualiza este valor al presente año (2001), asumiendo un escalamiento del 5% anual, cifra de los mercados internacionales referenciadas al dólar norteamericano. Teniendo:

$P = 76'533.548 \text{ USD.}$

$n = 2 \text{ períodos anuales.}$

$i = 5\% \text{ anual.}$

Se llega que el costo para el año 2001 es de 84'400.287 USD.

b) Interconexión Binacional Macará - Piura.-

De igual manera que la interconexión por Machala – Charán, se tienen diferentes voltajes para los sistemas eléctricos de cada país. En el sistema ecuatoriano se tiene 138 kV y 220 kV para el sistema peruano. La interconexión se realizaría entre la provincia de Loja en el Ecuador y el Departamento de Piura en el Perú. Para esta interconexión, se analizó una sola hipótesis con el siguiente resultado:

b.1) Resultado.-

De igual manera que en el caso anterior de interconexión binacional, se realizó un balance energético que considera la temporada de hidrología media para la oferta y un crecimiento medio de la demanda. Mostrando lo siguiente:

- La línea de transmisión Loja - Macará de 115 Km a 138 kV en circuito simple, con un conductor ACSR 397.5 kcm
- La línea de transmisión Macará – Piura con una longitud de 140 Km a 220 kV en circuito simple, con un conductor ACSR 1113 kcm, con la subestación de interconexión localizada en Macará que cuente con un transformador de 220 / 138 kV capaz de proveer 40, 53 y 66 MVA.

b.2) Costos.-

Los costos estimados de inversión en las líneas de transmisión y la subestación necesaria para realizar esta interconexión binacional se muestran a continuación:

Cuadro N° 1.26 Costos de la Interconexión Macará - Piura

Descripción	Inversión US \$
Línea de Transmisión simple circuito, Loja – Macará 138 kV, 397.5 kcm, 115 km	9'903.938
Línea de Transmisión simple circuito Macará – Piura 220 kV, 1113 kcm, 140 km	23'951.200
Subestación de Interconexión 220/138 kV, 40/53/66 MVA ubicada en Macará	6'105.000
TOTAL	39'960.138

Este valor corresponde al año 1999, año de la publicación de la tesis, se actualiza este valor al presente año (2001), asumiendo un escalamiento del 5% anual, cifra de los mercados internacionales referenciadas al dólar norteamericano. Teniendo:

$P = 39'960.138$ USD.

$n = 2$ períodos anuales.

$i = 5\%$ anual.

Se concluye que el costo para el año 2001 es de $44'056.052$ USD.

Según los cuadros N° 1.25 y N° 1.26 y con la actualización de cada uno de los costos de inversión iniciales de los proyectos de interconexiones, la interconexión Macará – Piura es más económica que la Machala – Charán, mientras la primera tiene un costo de 44 millones de dólares, la segunda tiene un costo de 84 millones de dólares. La diferencia entre los dos proyectos es de $40'344.234$ dólares. Según las cifras anteriores, se infiere que por costos de inversión la interconexión Macará - Piura es la más conveniente, pero esto no quiere decir que sea la opción óptima pues queda de lado otro tipo de consideración, como es el costo operativo durante la vida útil.

1.3.1.2 INTERCONEXIONES REGIONALES.-

Además se han realizado estudios de interconexiones por medio de sistemas de subtransmisión llamadas INTERCONEXIONES REGIONALES, las cuales se expone a continuación:

a) Interconexión Regional entre las empresas El Oro y ENOSA-Tumbes.-

Para esta interconexión se prevé la construcción de una línea de subtransmisión entre las ciudades de Huaquillas en el Ecuador y de Zarumilla en el Perú, con las siguientes características:

- Con un nivel de voltaje de 69 kV a circuito simple, con un conductor de 266.8 kcm.
- La longitud total de la línea es de 8 Km, de los cuales, 3 corresponden al Ecuador y 5 al Perú.
- La construcción de una subestación de interconexión en Zarumilla (Perú) con la instalación de un autotransformador de 69/60 kV y con una potencia de

10/12.5 MVA que ha sido determinada en función de la máxima potencia de transferencia.

- La interconexión será de tipo radial.
- Los dos sistemas no operarían en sincronismo, con lo cual, algunas barras del sistema El Oro pasarían a formar parte del Sistema Tumbes o viceversa.

b) Interconexión Regional entre las empresas Sur y ENOSA-Piura.-

Para esta interconexión se prevé la construcción de una línea de subtransmisión entre las ciudades de Macará en el Ecuador y de Sullana en el Perú, en este estudio se consideró las proyecciones de demanda de potencia de las subestaciones principales que están en las cercanías del sector fronterizo. La construcción se realizaría en dos tramos:

- El primer tramo sería entre Sullana y la subestación de interconexión, con un nivel de voltaje de 60 kV, con una longitud de 119 Km.
- El segundo tramo comprendería entre la subestación de transformación y Macará con un nivel de voltaje de 69 kV, con una longitud de 3 Km.
- La longitud total de la línea es de 122 Km, de los cuales, 3 Km corresponden al Ecuador y 119 Km, al Perú.
- El conductor que se utilizará será de 477 kcm, a circuito simple.
- La construcción de una subestación de interconexión muy cerca de Macará (Ecuador) con la instalación de un autotransformador de 69/60 kV y con una potencia de 15 MVA que ha sido determinada en función de la máxima potencia de transferencia.
- La interconexión será de tipo radial.
- Los dos sistemas podrían operar en sincronismo, siempre y cuando se establezcan las áreas de servicio adecuado.

1.3.1.3 INTERCONEXIONES VECINALES.-

Para mejorar el servicio eléctrico en las zonas de frontera, se desea transferir pequeñas cantidades de energía entre las poblaciones urbanas y marginales que existen, a través de la interconexión a nivel de primarios.

Como antecedente se tiene que las poblaciones fronterizas ecuatorianas tienen un servicio eléctrico continuo por parte de las empresas eléctricas de El Oro y Sur; mientras que las poblaciones limítrofes peruanas son abastecidas en determinadas horas por generación térmica. El objetivo de la interconexión vecinal es sustituir precisamente esa energía térmica costosa y mejorar el servicio.

Se puede observar, con más detalle, las distintas alternativas de interconexión vecinal en la Tesis “Análisis Técnico, Económico y Comercial de la Interconexión Ecuador – Perú”¹⁰ en la que se describen los posibles proyectos dependiendo de la demanda rural y urbana del sector fronterizo. Por el momento se resumirán los siguientes:

a) Proyectos para ser abastecidos desde el Ecuador hacia el sector rural peruano.-

Se proyecta dotar de servicio de energía eléctrica a 20 comunidades peruanas a partir de redes existentes de distribución peruanas. Estas comunidades peruanas así como el cantón ecuatoriano que abastecerá, la demanda máxima, el número de usuarios a servirse, la longitud y el costo se muestra en el anexo 1.1.

b) Proyectos para el intercambio de energía eléctrica a nivel de primarios de distribución en sectores urbanos fronterizos.-

Debido a la mayor demanda entre los centros poblados urbanos de la frontera, se ha escogido dos posibles interconexiones:

b.1) Interconexión Macará – El Suyo.-

Desde la subestación Macará, ubicada en Ecuador, se realizará la interconexión a un alimentador primario de El Suyo, en el Perú; la medición de la energía que se compra o se venda se la realizará en la subestación Macará. Debido a que el

¹⁰ “Análisis Técnico Económico y Comercial de la Interconexión Ecuador – Perú”. Tesis de Grado. Granja S, Guevara J, EPN, Quito, 1999.

voltaje de distribución en Macará es de 13.8 kV y en El Suyo es de 22.9 kV se necesitará instalar un transformador de 13.8/22.9 kV, su capacidad dependerá de las zonas que serán abastecidas.

b.2) Interconexión Huaquillas – Aguas Verdes.-

De igual manera, desde la subestación Huaquillas, en Ecuador, se realizará la interconexión a un alimentador primario de Aguas Verdes, en Perú; la medición de la energía que se compra o se venda se la realizará en la subestación Huaquillas. Debido a que el voltaje de distribución en Huaquillas es de 13.8 kV y en Aguas Verdes es de 10 kV se necesitará instalar un transformador de 13.8/10 kV, su capacidad dependerá de las zonas que serán abastecidas.

En el siguiente cuadro, se verá el número de usuarios, la demanda, la longitud entre los centros urbanos, la potencia de la subestación de interconexión y la inversión de cada una de las interconexiones.

CUADRO N° 1.27 PROYECTOS DE ELECTRIFICACION VECINALES PARA INTERCAMBIO DE ENERGIA AL NIVEL DE PRIMARIOS DE DISTRIBUCION							
N°	PAIS	CENTRO URBANO	NUMERO USUARIOS	DEMANDA (MVA)	LINEAS (KM)	SUBEST. (MVA)	INVERSION (US \$) (1999)
1	Ecuador	Huaquillas	2.500	1,59	3	2	111.451
	Perú	Aguas Verdes	1.500	1,00			
2	Ecuador	Macará	1.300	0,88	17	1,2	278.821
	Perú	El Suyo	620	0,05			
							390.272

1.3.2 ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ECUADOR – PERÚ REALIZADO POR HYDROQUEBEC¹¹.-

El presente estudio fue realizado por la consultora internacional HydroQuébec del Canadá, bajo un convenio de colaboración entre ETECEN (Perú) y Transelectric S.A. (Ecuador).

Básicamente el estudio se encaminó a establecer la viabilidad tanto económica como técnica de una posible interconexión internacional entre Ecuador y Perú¹², por lo mismo se plantea en dicho estudio la solución de mínimo costo de una serie de alternativas; todo bajo un concepto de libre mercado.

Los criterios en que se establece el estudio y sobre los cuales funcionaría la interconexión dentro de un mercado libre son:

- La generación de energía eléctrica opere en libre competencia en ambos países.
- La reducción de costos operativos totales en la producción de electricidad.
- La armonización de los mercados energéticos de ambos países, tanto a nivel de combustibles como de hidroelectricidad.
- No se consideran los aspectos tributarios ni arancelarios de ambos países.
- La viabilidad técnica del proyecto depende de las características individuales de ambos sistemas eléctricos.
- Se considera el despacho económico de intercambio basado solo en costos variables sin limitaciones.
- Se establecen tres escenarios de demanda: alto, medio (base) y bajo.

¹¹ Toda la información citada anteriormente fue extraída de la presentación en noviembre del año 2000 por parte de Hydro Québec International, para ETECEN del Perú y Transelectric S.A. del Ecuador.

¹² Se entiende por interconexión internacional a aquella que uniría los sistemas nacionales de dos países a niveles de tensión de transmisión (mayores a 220kV)

- Existen como en el caso anterior, escenarios de precios de combustibles para el análisis a largo plazo tanto para el petróleo crudo como para el gas natural a boca de pozo.

En cuanto a la demanda de potencia y sus proyecciones se consideran años referenciales como son el 2000, 2005 y 2010. Siendo importante la consideración de que el factor de carga de ambos sistemas se ubicará alrededor de un 62% para el Ecuador y un 75% para el Perú. Se estima que la demanda de potencia en conjunto alcanzará hacia finales del año de estudio, para el escenario alto un valor en conjunto de 9214 MW, para el medio de 7678 MW y para el bajo de 6620 MW. Todos los detalles respecto a la demanda se pueden apreciar en los Gráficos N° 1.18, 1.19 y 1.20.

Gráfico N° 1.18 Demanda de Potencia. Escenario Alto

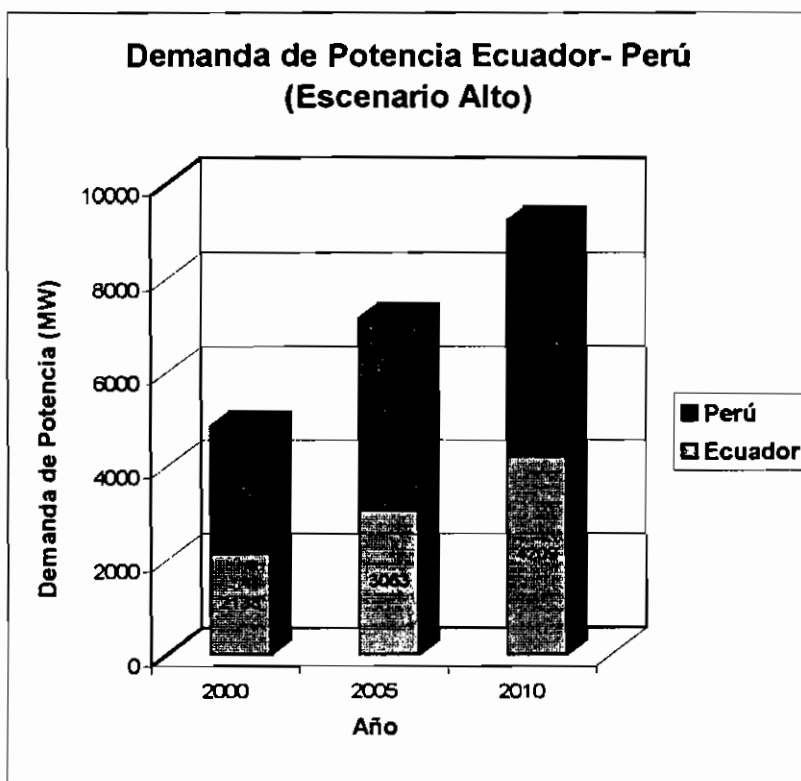


Gráfico N° 1.19 Demanda de Potencia. Escenario Medio

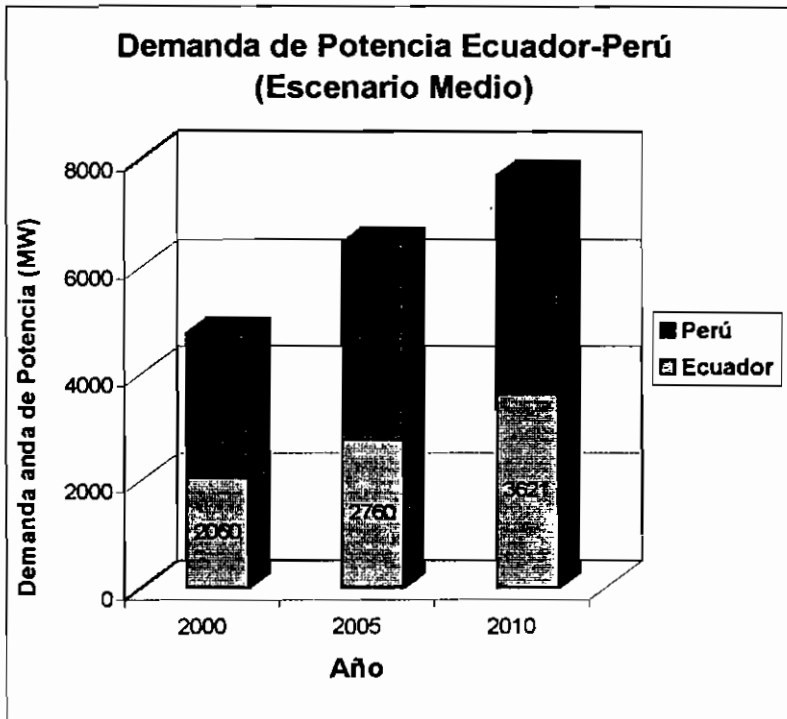
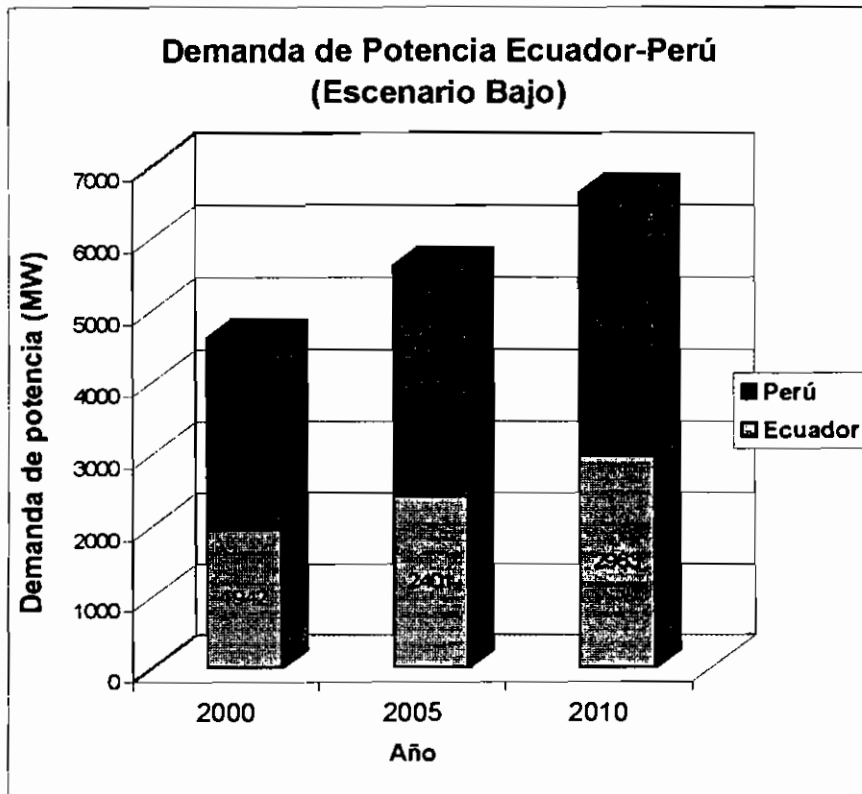


Gráfico N° 1.20 Demanda de Potencia. Escenario Bajo



En cuanto a la oferta existente el estudio determinó que para el año 2000 la composición del parque generador en Ecuador y Perú es el siguiente:

Ecuador: Oferta total 3026 MW

- Hidráulico 56%
- Diesel_2 24%
- Residual_6 (bunker) 17%
- Residual_500 (nafta) 3%

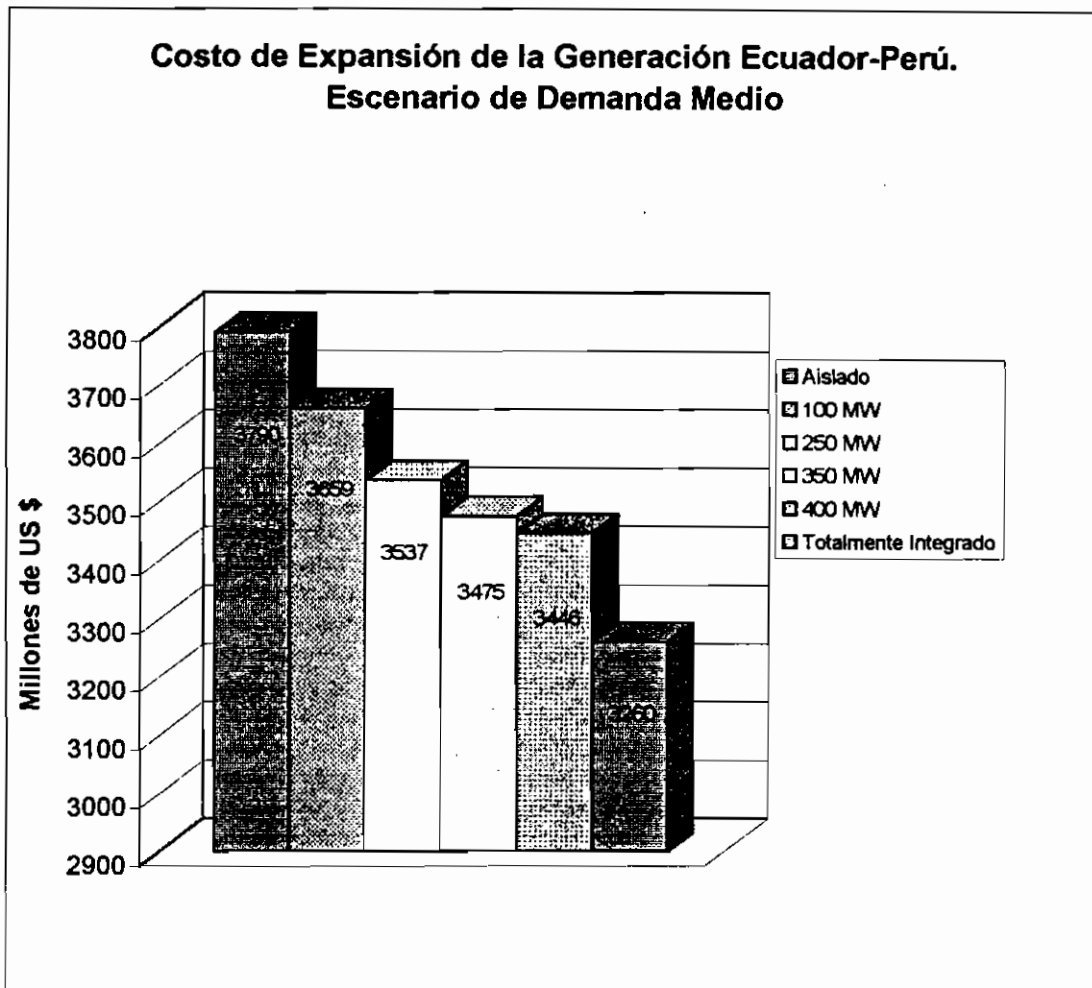
Perú: Oferta total 4310 MW

- Hidráulico 55%
- Diesel_2 28%
- Residual_6 (bunker) 5%
- Residual_500 (nafta) 2%
- Carbón 3%
- Gas Natural 6%

Como puede apreciarse en estos valores, la composición del parque generador peruano es más variada que el caso ecuatoriano, poseyendo el país del sur potenciales reservas de gas natural a ser explotadas en el futuro. Por otro lado se observa que la generación hidro en ambos países es casi similar.

En cuanto a la expansión de la oferta, dicho estudio basa su evaluación en el costo para dicha expansión en un escenario de demanda media y tomando como referencia la capacidad de interconexión o intercambio energético, es decir por un lado se analiza el costo traído a valor presente, en cada sistema, para satisfacer su propia demanda si no estuvieran interconectados; y por otro lado, el costo que representaría para cada uno de ellos el estar totalmente integrados. Es obvio que los costos operativos, dada una eventual interconexión se reducirían. Por lo mismo, desde este punto de vista, el proyecto es viable como allí se sugiere. En el Gráfico N° 1.21 se observan las diferentes variaciones respecto a costos, de acuerdo al grado de intercambio entre ambos países.

Gráfico N° 1.21 Costo de Expansión. Escenario Medio



Técnicamente la elección de la opción óptima viene relacionada con la capacidad máxima de interconexión en condiciones de confiabilidad, seguridad y calidad; y debido a que está relacionada con el tipo de enlace, ya sea síncrono o asíncrono entre los sistemas, el estudio hace un análisis de cómo se vería afectado el intercambio mediante una conexión síncrona por una supuesta falla lejana y la respuesta transitoria del sistema a tal eventualidad, es decir cómo se ve afectada la estabilidad del sistema en conjunto. Por otro lado se analiza también el comportamiento de la interconexión si estuvieran enlazados ambos sistemas mediante una conexión asíncrona, donde el limitante es la capacidad del convertidor y su nivel de cortocircuito.

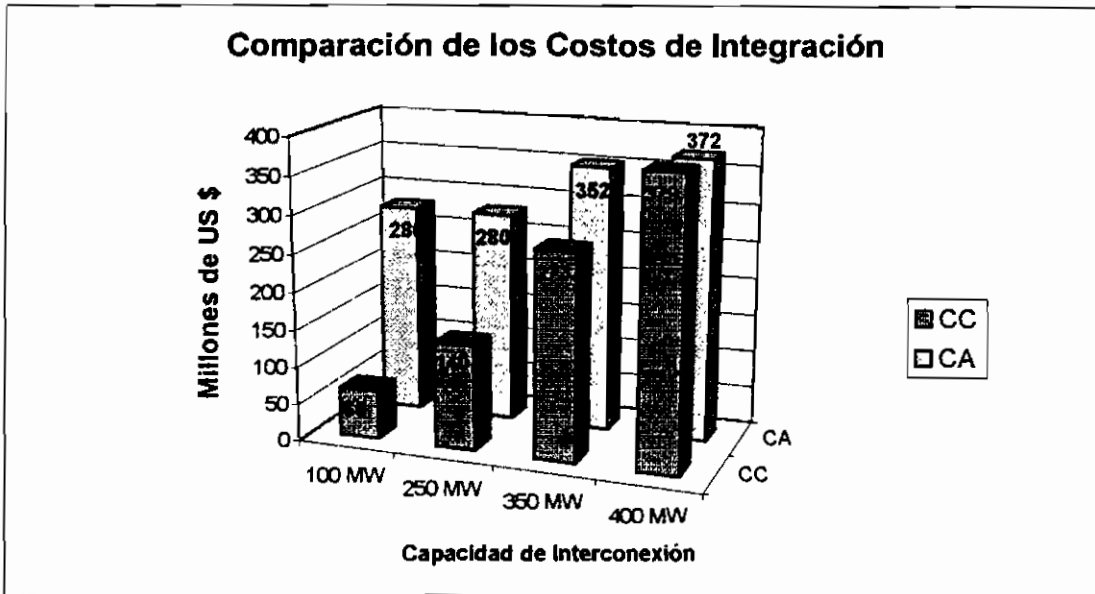
A continuación en el cuadro N°1.28 se exponen todas las alternativas de enlace propuestas por el estudio, además de los costos que cada una conlleva, ya sean enlaces síncronos o asíncronos.

Cuadro N° 1.28 Alternativas de Enlaces. Enlaces Síncronos y Enlaces Asíncronos.

Alternativa	Inversión	Millones de US \$
100 MW - Enlace Asíncrono	Línea 220 kV (355 km ST)	33.7
	Módulos de SET - 8	4.5
	Enlace Asíncrono 100 MW	26.5
	Total MMUS \$	64.7
250 MW - Enlace Asíncrono	Línea 220 kV (250 km DT y 435 km ST)	70.7
	Módulos de SET - 14	10.5
	Enlace Asíncrono 250 MW	58.0
	Total MMUS \$	139.2
350 MW - Enlace Asíncrono	Línea 220 kV (686 km DT y 749 km ST)	286.4
	Módulos de SET - 26	23.2
	Enlace Asíncrono 350 MW	69.5
	Total MMUS \$	379.1
250 MW - Enlace Síncrono	Línea 220 kV (250 km DT y 2218 km ST)	238.5
	Módulos de SET - 29	21.8
	Compensación serie	20.0
	Total MMUS \$	280.3
350 MW - Enlace Síncrono	Línea 220 kV (250 km DT y 435 km ST)	310.5
	Módulos de SET - 14	33.0
	Compensación serie	28.0
	Total MMUS \$	371.5

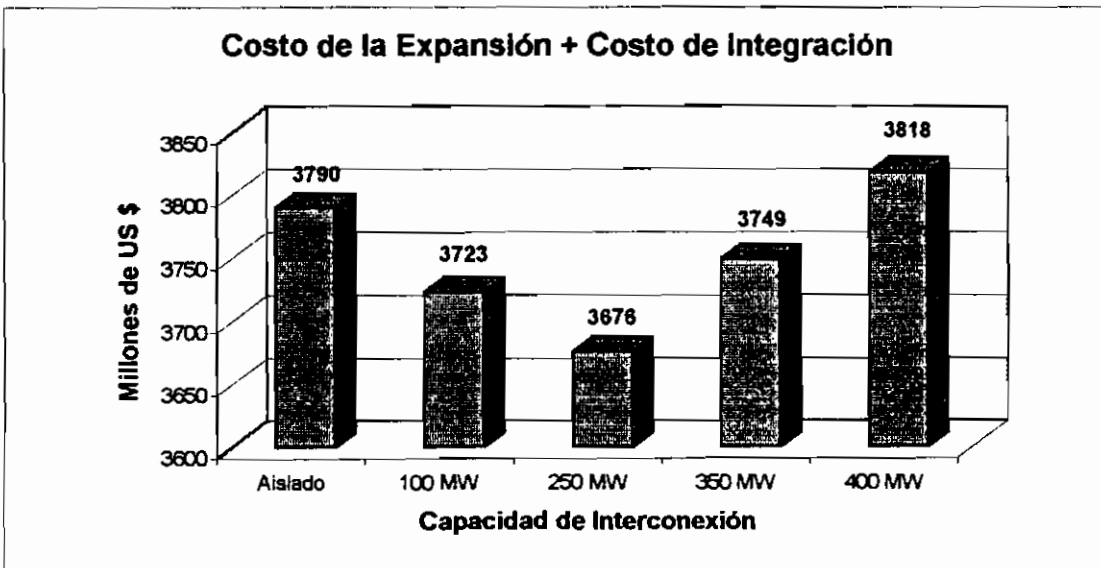
La comparación de los costos que representan la integración tanto en Corriente alterna (CA) como en Corriente Directa (CC), es mostrada en el Gráfico N° 1.22.

Gráfico N° 1.22 Costos de Integración



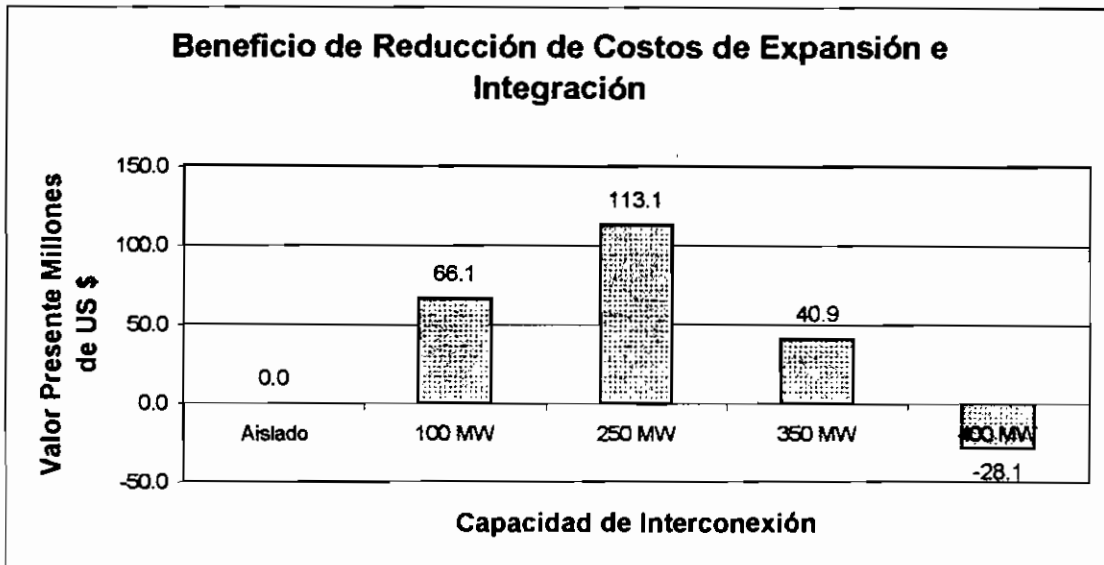
Del mismo modo se establecen los costos que representarían la expansión de la generación, más el enlace de interconexión tomado para un escenario medio de demanda (Ver Gráfico N° 1.23).

Gráfico N° 1.23 Costos de Expansión e Integración. Escenario Medio



Y por último se determina el beneficio de reducción de costo de expansión de la generación y enlace de interconexión entre ambos países en relación al caso de sistemas aislados, de igual modo para un escenario de demanda media, esto se encuentra expuesto en el Gráfico N° 1.24.

Gráfico N° 1.24 Beneficio de sistemas aislados. Escenario Medio



Por todo lo anterior la Consultora Hydro Québec llega a establecer que la mejor opción una vez revisado los costos totales conjuntos bajo todos los parámetros antes expuestos resulta ser:

Cuadro N° 1.29 Mejor alternativa según HydroQuebec.

Alternativa	Inversión	Millones de US \$
250 MW - Enlace Asíncrono	Línea 220 kV (250 km DT y 435 km ST)	76.4
	Módulos de subestaciones	10.5
	Enlace Asíncrono 250 MW	53
	Total MMUS \$	139.9

Esta alternativa sería llevada a cabo en dos etapas con una inversión de 140 millones de US \$, en donde:

1^{ra} etapa: 65 millones de US \$ en el año 2003

2^{da} etapa: 75 millones de US \$ hasta el 2007

Donde el valor presente, del beneficio esperado por la reducción de costos totales de producción de electricidad resultante del proyecto es del orden de 113 millones de US \$. Tasa de Descuento (12%).

Además se recomienda realizar el proyecto acorde a los alcances generales expuestos, y desarrollar de manera inmediata la siguiente etapa del proyecto que

contemple: Definición de aspectos legales, tributarios, tarifarios, operativos, de financiamiento y de formas de contratos de ejecución.

1.4 VENTAJAS Y DIFICULTADES DE LA INTERCONEXION BINACIONAL.-

1.4.1 VENTAJAS.-

- El mundo está embarcado en la globalización de todos los mercados. Ecuador con Sudamérica y el Pacto Andino deben abrir sus mercados para la liberación de la oferta y la demanda; es por ello que a través de la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú nos encaminamos hacia esa tendencia, tomando la posta de las experiencias entre otros países sudamericanos.
- Por medio de este proyecto se generará nuevas oportunidades de negocios, nuevas plazas de trabajo, fuentes de ingresos de divisas al país; se implementará nuevas tecnologías y se incentivará el desarrollo energético en el país.
- Se realizarán intercambios de energía para el mejoramiento de la calidad de servicio eléctrico a ambos países, consecuentemente habrá una mayor oferta de tal forma que disminuyan los costos y se beneficiará al cliente o consumidor.
- Cubrir el déficit energético que se puede dar en Ecuador o en Perú en la época de estiaje, a mas de reforzar la capacidad de oferta. Para ello se debe analizar la complementariedad hidrológica entre los dos países, de tal forma que Perú pueda suplir al Ecuador la energía hidroeléctrica que en varios meses del año es un excedente para el Perú y viceversa. De esta forma se mejorará la confiabilidad de abastecimiento de cada uno de los países.

- Fortalecimiento en las relaciones de paz entre Ecuador y Perú ya que se entablará fuertes vínculos en el área eléctrica a través de inversiones que permitan un mejor servicio.
- Se concretará el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), pues se definirán mecanismos tanto para la importación de energía (a través de las interconexiones con los países vecinos) como para la exportación de energía (creando oportunidades de negocios para las empresas generadoras).
- Para guiar estos procesos de interconexión está el CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador) y el OTERG (Oficina Técnica de Recursos) que determinará las reglas de actuación para el Ecuador y el Perú. De esta forma se deben definir los procedimientos para la interconexión a través de las respectivas Leyes de Régimen del Sector Eléctrico para cada país.
- Mejoramiento de la cobertura y disponibilidad del servicio en las zonas de frontera y en los mercados de cada sistema nacional pues la interconexión eléctrica prevé diferentes alternativas: interconexión binacional, regional y vecinal.

1.4.2 DESVENTAJAS.-

- Existiría una resistencia a la interconexión, por parte de los agentes ineficientes (generadores) amenazados por la libre competencia de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista; al ver peligrar sus mercados.
- La exportación de energía que se puede realizar a través de la interconexión elevaría el costo de la energía en el país que exporta.

1.5 ANÁLISIS DE COMPLEMENTARIEDAD HIDROLÓGICA.

1.5.1 ASPECTOS IMPORTANTES.-

Los aspectos importantes que se deben tomar en cuenta para la cantidad de energía importada o exportada en la interconexión son:

- Los costos marginales de generación.
- Los sistemas y cuotas de peaje en el sistema de transmisión.
- Las normas de regulación para la interconexión.

1.5.2 COMPLEMENTARIEDAD HIDROLÓGICA¹³.-

La complementariedad hidrológica entre los dos países permitirá establecer las temporadas de transferencia de potencia entre los dos sistemas. El análisis se basa en las CURVAS DE ENERGÍA AFLUENTE, en ellas se relaciona la energía de las plantas hidroeléctricas dispuestas en cascada para el período de un año. Estas curvas que han sido elaboradas por la CIER para el sistema ecuatoriano y peruano, se muestran a continuación:

GRÁFICO Nº 1.25 CURVA DE ENERGÍA AFLUENTE DEL SIN. (ECUADOR)

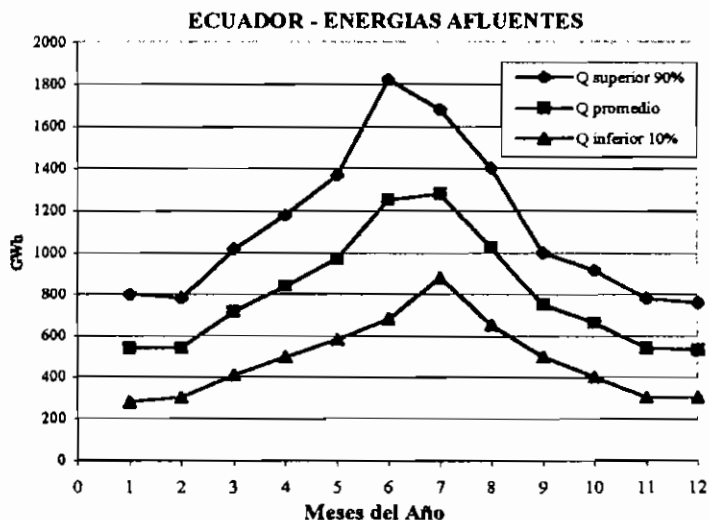
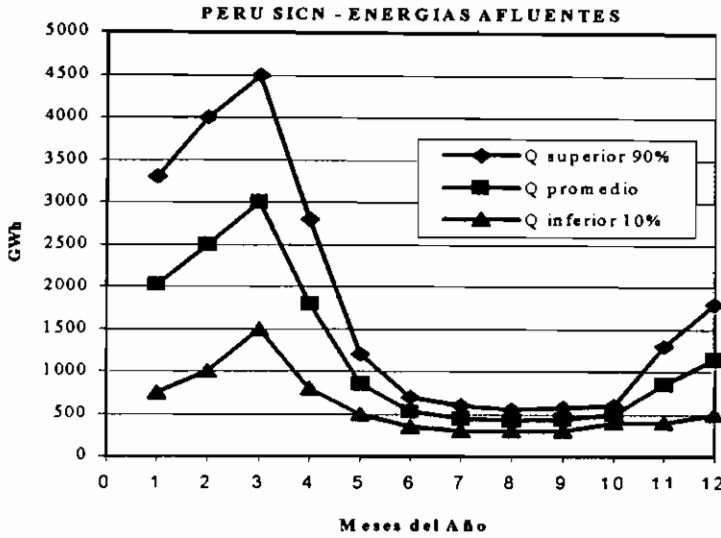


GRÁFICO N° 1.26 CURVA DE ENERGÍA AFLUENTE DEL SICN. (PERÚ)



Según datos de finales del año 2001, las demandas máximas de potencia de cada sistema es:

- SNI (Ecuador): 2065 MW
- SIN (Perú): 2900 MW

En las figuras se observa que el sistema ecuatoriano genera una alta energía a partir de Mayo hasta Septiembre y decae su energía desde Octubre hasta Marzo. Mientras que el sistema peruano con el que se podría interconectar el Ecuador, el SICN, presenta una alta energía desde Diciembre hasta Abril y tiene poca energía entre Mayo hasta Octubre. En conclusión, el Ecuador podría vender energía excedente entre mayo a septiembre donde el Perú tiene poca energía hidroeléctrica y complementariamente el Perú podría vender su energía sobrante entre diciembre y abril. Pero hay meses donde ambos sistemas no podrían

¹³ “Resumen de estudio preliminar: Interconexiones Eléctricas Ecuador – Perú”. Ing. Iván Velasteguí, CONELEC, Quito, 1999.

complementarse como es el caso de Octubre y Noviembre donde ambos sistemas tienen poca energía afluente y tendrán que recurrir a la energía térmica.

Cuadro N° 1.30 Complementariedad hidrológica entre SIN y SICN.

SISTEMA	ALTA ENERGÍA AFLUENTE	BAJA ENERGÍA AFLUENTE	MESES SIN COMPLEMENTARIEDAD HIDROLOGICA
SNI (ECUADOR)	Mayo hasta Septiembre	Octubre hasta Abril	Octubre y Noviembre
SICN (PERU)	Diciembre hasta Abril	Mayo hasta Noviembre	Octubre y Noviembre

CAPITULO 2

CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE LA DEMANDA Y LA OFERTA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DEL ECUADOR Y PERÚ.

2.1 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA .-

2.1.1 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA EN EL ECUADOR.-

a) PLAN REFERENCIAL.-

Estos datos han sido recopilados de los datos que posee el CONELEC en la publicación del “Plan de Electrificación del Ecuador”¹ con respecto a la demanda eléctrica. El sistema metodológico utiliza modelos econométricos basados en variables económicas y sectoriales.

Dentro de los nuevos lineamientos de la LSRE (Ley de Régimen del Sector Eléctrico) existe un mayor protagonismo de los actores del mercado eléctrico. Es por ello que el CONELEC se apoya en las proyecciones realizadas por las empresas distribuidoras (elemento importante en el mercado) para la proyección de la demanda. Las distribuidoras al presentar su proyección de demanda por cada subestación dentro de sus sistemas, permitieron aglutinar y conjugar estos datos para así determinar las tendencias del comportamiento del mercado y establecer el Plan de Electrificación 2000 – 2009.

El CONELEC (Consejo Nacional de Electrificación) es el órgano planificador y regulador del nuevo modelo del sistema eléctrico ecuatoriano. A través del CONELEC se obtienen los reglamentos y regulaciones para este funcionamiento. Todos aquellos agentes del mercado eléctrico que deseen estar informados e

¹ “Plan de Electrificación del Ecuador. Período 2000 - 2009”, Consejo Nacional de Electricidad, Quito, Octubre 2000.

implementar nuevas tecnologías, deben guiarse por estas disposiciones. Para este estudio, se utilizará la proyección de demanda de potencia y energía dentro de los escenarios: alto, medio y bajo de los datos proporcionados por el CONELEC dentro del Plan de Electrificación para el Ecuador en el período 2000 – 2009.

En el análisis de los datos históricos de potencia y de energía en el sistema ecuatoriano, se encuentran ciertas características que deben ser puntualizadas:

- Se ha producido un descenso en el consumo de potencia y de energía en todo el país a partir del último trimestre de 1998 y en todos los meses de 1999. Esto ha causado una variación en las proyecciones de demanda en el mediano plazo. Este acontecimiento está vinculado con las fluctuaciones del Producto Interno Bruto PIB, mientras que en 1998 se tuvo un mínimo incremento del 0.4%; en 1999, el PIB decreció en -7.3%, generando, consecuentemente, un descenso en la demanda de energía eléctrica. Esto es un reflejo de la crisis nacional que aún se siente en el país.
- Entre los años 1994 y 1999 hay un decrecimiento real de las tarifas eléctricas referidas a moneda constante como es el dólar, es decir, la congelación de tarifas eléctricas en sucres permitió, a través de las devaluaciones monetarias, reducir el costo de las tarifas eléctricas en su equivalencia en dólares. Con un costo de la energía más bajo aumentó la demanda de energía.

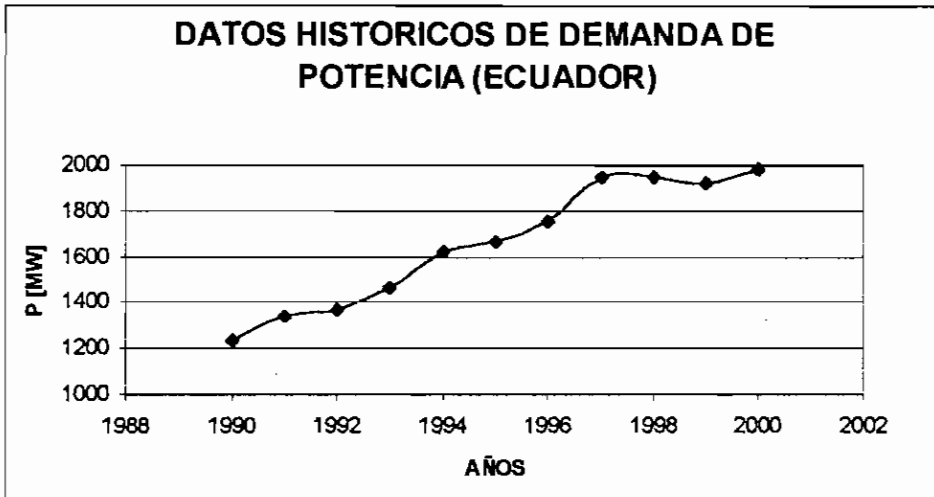
b) EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA DEL ECUADOR ENTRE 1990 Y 2000².-

Estos datos históricos constan en el anexo 2.1.1. Corresponden a la demanda máxima anual de potencia en barras de generación. Dentro de esta cantidad de potencia se toma en cuenta la potencia de la barra de la subestación de entrega,

² “Plan de Electrificación del Ecuador. Período 2000 - 2009”, Consejo Nacional de Electricidad, Quito, Octubre 2000, Pág. 86.

la potencia de consumo de la propia estación de generación y la potencia de pérdidas del sistema de transmisión.

Gráfico N° 2.1 Datos Históricos de Potencia en el Ecuador.

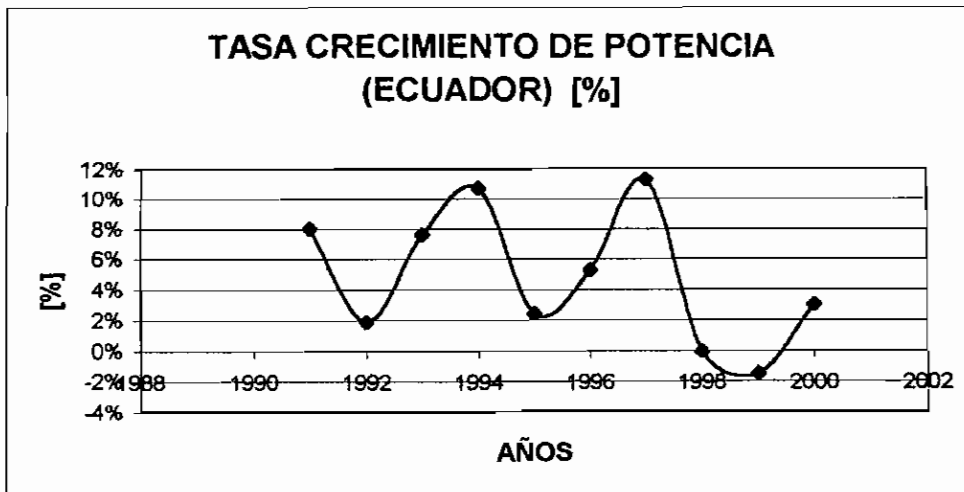


Cuadro N° 2.1 Tendencia Histórica de la Demanda de Potencia en Ecuador

Período	Tendencia	Valor inicial	Valor final	% Incremento
1990-2000	Creciente	1241 MW	1979 MW	59%

En el gráfico N° 2.2 correspondiente al anexo 2.1.1 se ha tabulado la tasa de crecimiento anual de la serie histórica de demanda de potencia en el Ecuador.

Gráfico N° 2.2 Tasa de crecimiento de la potencia en el Ecuador.



Se muestran algunas particularidades resumidas en el siguiente cuadro:

Cuadro Nº 2.2 Tasa de crecimiento de la Potencia en el Ecuador

Período	Tendencia	Valor inicial [%]	Valor final [%]	% Incremento
1991-1992	Decreciente	8	2	-6
1992-1994	Creciente	2	11	+8
1994-1995	Decreciente	11	2	-9
1995-1997	Creciente	2	11	9
1997-1999	Decreciente	11	-1	-12
1999-2000	Creciente	-1	3	+4

Se observa que hay valores máximos de tasas de crecimiento en los años 1994 y 1997, mientras que se registran valores mínimos en los años 1992, 1995 y 1999. El valor más pequeño se registra en 1999 y el periodo con más decrecimiento es entre los años 1997 y 1999.

Desde el segundo semestre de 1998 hasta la fecha se han tenido demandas decrecientes en el mercado eléctrico ecuatoriano, otra muestra más de la crisis económica que golpea al Ecuador.

c) EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DEL ECUADOR ENTRE 1990 Y 2000.³

Estos datos se encuentran tabulados en el Anexo 2.1.2 y constituyen los datos de energía consumida más la energía racionada. Posteriormente se realizará el análisis con los datos de demanda total en energía eléctrica, es decir la energía utilizada más la energía racionada, causado por cortes de energía planificados, de los años 1992, 1995, 1996 y 1997.

En la siguiente tabla se detalla, la demanda de energía eléctrica consumida y racionada desde 1990:

³ "Plan de Electrificación del Ecuador. Periodo 2000 - 2009", Consejo Nacional de Electricidad, Quito, Octubre 2000, Pág. 85.

Cuadro 2.3 Comparación de la demanda de energía consumida y de la energía racionada.

AÑOS	DEMANDA DE ENERGIA [GWh]			TASAS DE CRECIMIENTO [%]	
	CONSUMIDA [GWh]	RACIONADA [GWh]	TOTAL [GWh]	CONSUMIDA	TOTAL
1990	6333	0	6333	10.2	10.2
1991	6957	0	6957	9.9	9.9
1992	7178	129	7307	3.2	5.0
1993	7392	0	7392	3.0	1.2
1994	8122	0	8122	9.9	9.9
1995	8383	497	8880	3.2	9.3
1996	9623	180	9803	14.8	10.4
1997	10298	125	10423	7.0	6.3
1998	10816	0	10816	5.0	3.8
1999	10239	0	10239	-5.3	-5.3
2000	10345	0	10345	1.0	1.0

De igual manera, estos datos corresponden a la demanda de energía en barras de generación. Esta acumula la energía de la barra de la subestación de entrega, la energía de consumo de la propia estación de generación y la energía de pérdidas del sistema de transmisión.

Gráfico N° 2.3 Datos Históricos de Energía en el Ecuador.

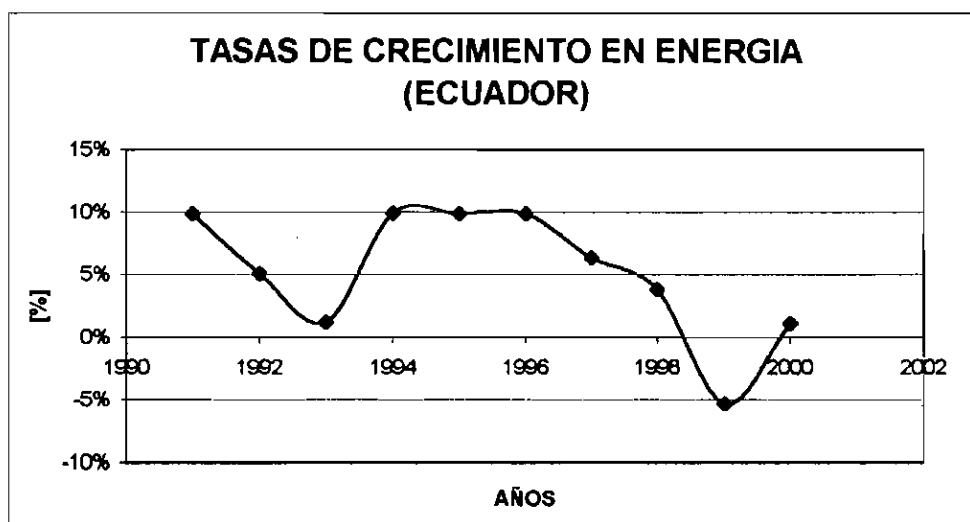


Cuadro N° 2.4 Datos Históricos de Energía en el Ecuador.

Período	Tendencia	Valor inicial	Valor final	% Increm.
1990-2000	Creciente	6333 GWh	10345 GWh	63%

En el gráfico N° 2.4 correspondiente al anexo 2.1.1 se ha tabulado la tasa de crecimiento anual de la serie histórica de demanda de energía en el Ecuador.

Gráfico N° 2.4 Tasa de crecimiento de Energía en el Ecuador



Se muestran algunas particularidades resumidas en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 2.5 Tasa de crecimiento de Energía en el Ecuador.

Período	Tendencia	Valor inicial [%]	Valor final [%]	% Incremento
1991-1993	Decreciente	10	1	-9
1993-1994	Creciente	1	10	+9
1994-1996	Estable	10	10	0
1996-1999	Decreciente	10	-5	-15
1999-2000	Creciente	-5	1	+6

Se observa que hay valores máximos de tasas de crecimiento entre los años 1994 y 1996 mientras que se registran valores mínimos en los años 1993 y 1999. El valor más pequeño se registra en 1999 y el periodo con más decrecimiento es entre los años 1996 y 1999, coincidentes con los mismos parámetros en la demanda de potencia.

2.1.2 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA EN EL PERU.-

a) PLAN REFERENCIAL.-

Desde el año 1990, en el Perú se implementó un nuevo modelo de desarrollo. En el sector eléctrico se creó la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su respectivo reglamento (RLCE) desde finales de 1992, con lo cual se establecieron los parámetros para la competencia en generación, transmisión y distribución.

Para el análisis de la demanda de potencia y energía se debe saber que en el Perú funcionan tres sistemas eléctricos:

- **SICN Sistema Interconectado Centro Norte:** Cubre la mayor parte del país; abarca la franja costera, al Norte desde el departamento de Piura, limítrofe con el Ecuador, hasta el departamento de Ayacucho en el Sur, abastece la parte central del país y su principal carga que constituye la capital del país, Lima.
- **SISUR Sistema Interconectado Sur:** Conformado a inicios de 1997 por los sistemas Sur este y Sur oeste, abarcando los departamentos de Apurímac, Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna (limítrofe con Chile).
- **SIA Sistemas Aislados:** Constituyen esencialmente sistemas para departamentos que están en la parte amazónica del país.

A partir del año 2000, se realizó la interconexión entre los dos sistemas eléctricos, SICN y SISUR, a través de la línea de transmisión Mantaro – Socabaya, conformando el SIN, Sistema Interconectado Nacional, de esta forma solo se tiene dos sistemas en el Perú, el SIN y el SIA. Estos sistemas se muestran en el Anexo 2.4.1.

El Estado peruano tiene la función de preparar los planes referenciales de energía a través del Ministerio de Energía y Minas como lo dispone la LCE, su reglamento y disposiciones adicionales, es por ello que se realiza el Plan Referencial de Electricidad. Este plan se elabora para permitir a los empresarios privados realizar sus análisis sobre las futuras inversiones requeridas en el sector, además es un boletín del Estado peruano para informar la política energética en general y la eléctrica en particular, pues se mostrará la situación presente y futura del negocio de la electricidad.

Para el pronóstico de la demanda de potencia y energía se ha tomado el escenario de crecimiento moderado (medio), proporcionado por el "Plan Referencial de Electricidad, 1998"⁴. Posteriormente la recopilación de datos en el informe del proyecto CIER 02 (Comisión de Integración Eléctrica Regional)⁵, mostró datos sobre los escenarios mayor (alto) y menor (bajo) con valores en los años de corte 1996, 2000, 2005 y 2010 y sus respectivas tasas de crecimiento anual para cada período.

b) EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA DEL PERÚ ENTRE 1990 Y 2000.-

Los datos históricos reportados en el Anexo 2.2.1 son detallados para cada año de acuerdo a las tasas de crecimiento registradas en cada período y a los datos referenciales de los años 1990, 1997, 1998 y 1999.

Es por ello que se ha realizado la demanda total de potencia sumando los dos sistemas, aún en el registro de los datos históricos.

Datos referenciales:

⁴ "Plan Referencial de Electricidad - 1998", Ministerio de Energía y Minas del Perú, Lima, 1998.

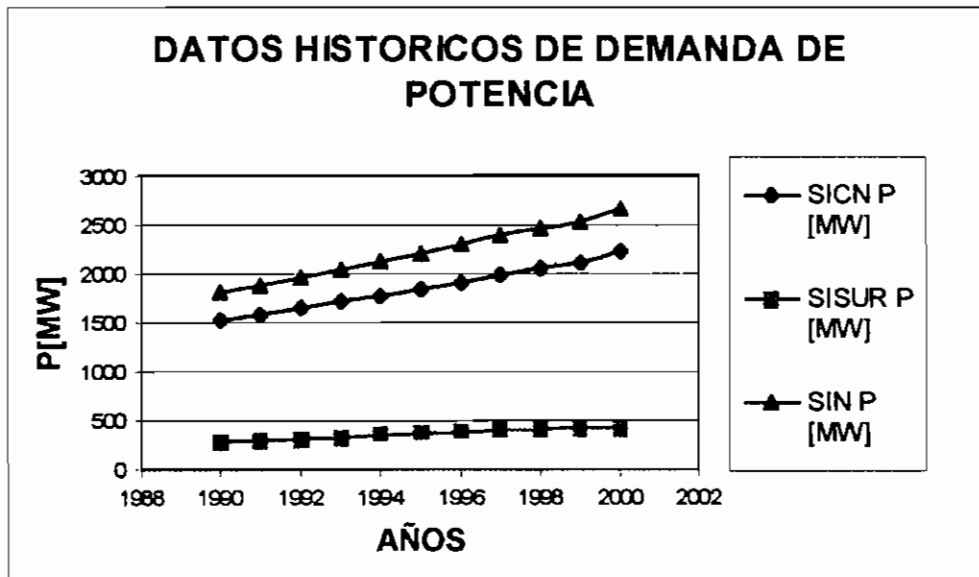
⁵ "Mercado Mayoristas e Interconexiones. Proyecto CIER 02 - Fase 1". Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER)- Corporación Andina de Fomento (CAF), Marzo 1999.

Cuadro 2.6 Tasa de crecimiento de los sistemas SICN y SISUR años 90, 97, 98 y 99.

Años	SICN P[MW]	τ_1 (Tasa de crec.) SICN	SISUR P[MW]	τ_2 (Tasa de crec.) SISUR
1990	1530	3.77%	282	5.23%
1997	1983	3.77%	403	5.23%
1998	2055	3.63%	423	4.96%
1999	2164	5.30%	469	10.87%

Se realizó la proyección de los datos históricos en base a las tasas de crecimiento de cada sistema entre el período 1990 y 1997. Posteriormente se sumó las dos demandas y se obtiene la demanda total del SIN. A continuación está la gráfica N° 2.5 del anexo 2.2.1 con las demandas de potencia de todos los sistemas:

Gráfico N° 2.5 Datos históricos de potencia del Perú

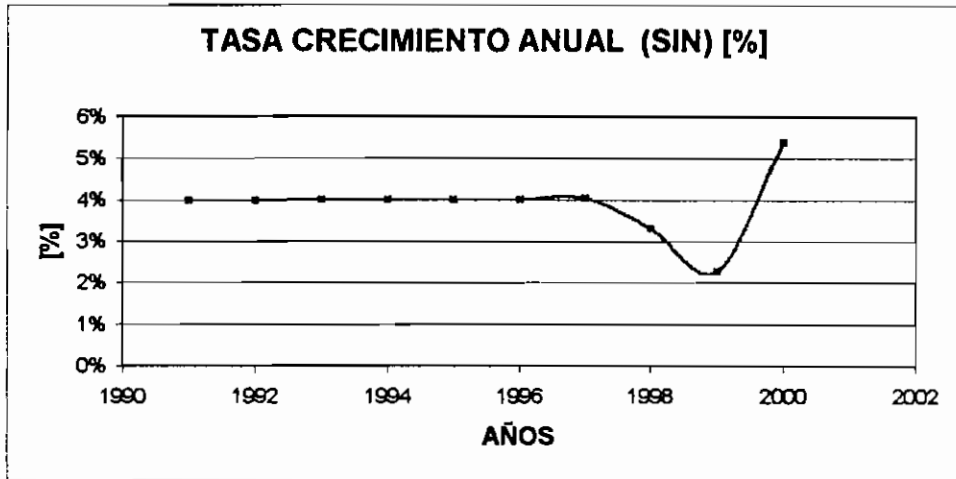


Cuadro N° 2.7 Datos históricos de potencia del Perú

Sistema	Tendencia	Valor inicial [MW]	Valor final [MW]	Increment. [MW]	% Increment.
SICN	Crecente	1530	2234	704	46
SISUR	Crecente	282	423	141	50
SIN	Crecente	1812	2657	845	47

En el gráfico N° 2.6 correspondiente al anexo 2.2.1 se ha tabulado la tasa de crecimiento anual de la serie histórica de demanda de potencia en el Perú, pero solamente del Sistema Interconectado Nacional.

Gráfico N° 2.6 Crecimiento de potencia del Perú.



Se muestran algunas particularidades resumidas en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 2.8 Crecimiento de potencia del Perú.

Período	Tendencia	Valor inicial [%]	Valor final [%]	% Incremento
1991-1997	Estable	4	4	0
1997-1999	Decreciente	4	2	-2
1999-2000	Creciente	2	5	+3

El valor más pequeño se registra en 1999 y el periodo con menor crecimiento es entre los años 1997 y 1999. Entre los años 1999 y 2000 hay un buen crecimiento en la demanda de potencia del Perú.

c) EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DEL PERÚ ENTRE 1990 Y 2000.-

Se observa la tabulación de los datos en el anexo 2.2.2, y a diferencia de la demanda de potencia, en estos datos no se ha proyectado para años anteriores basados en tasas de crecimiento; son datos reales de consumo de energía a nivel nacional medidos cada año, es por ello que el gráfico muestra las irregularidades

que sufre un crecimiento sostenido de la energía. En los años 1983, 1988, 1989, 1990, 1992 se producen descensos que muestran los períodos de crisis que atravesaba en ese momento el Perú.

Cuadro N° 2.9 Tasas de crecimiento en el Perú

AÑOS	τ_1 (ENERGIA ELECTRICA)	τ_2 (PIB)
1990	-1.5	-5.4
1991	5.6	2.8
1992	-6.2	-1.2
1993	12.5	6.2
1994	7.9	13.1
1995	1.9	7.0
1996	10.2	2.8
1997	0.9	7.4
1998	4.0	6.0
1999	4.0	5.3

En la comparación, se ve que las tasas de crecimiento son negativas tanto en la demanda de energía como en el Producto Interno Bruto.

Lo siguiente es un resumen del anexo 2.2.2 en cuanto a los datos históricos de la demanda de energía.

Gráfico N° 2.7 Datos Históricos de Energía en el Perú.

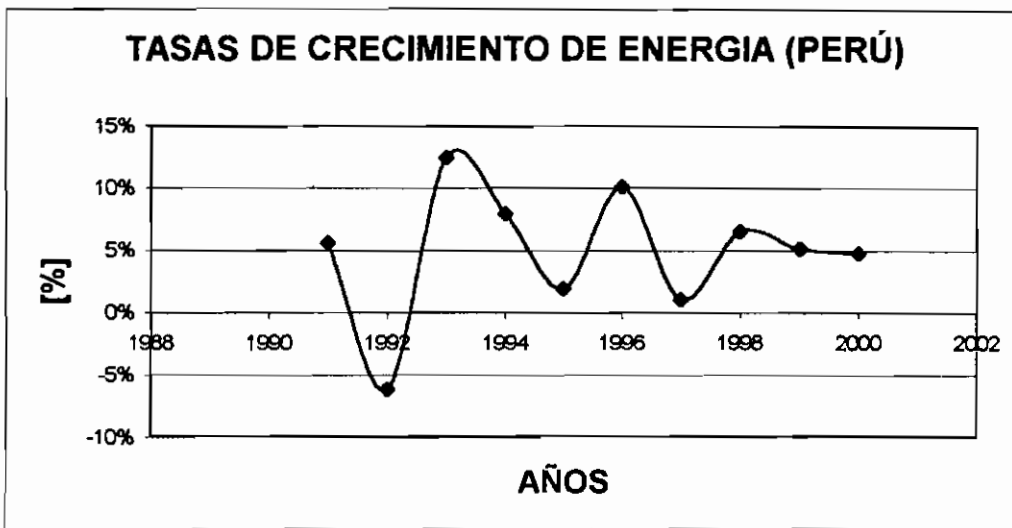


Cuadro N° 2.11 Datos Históricos de Energía en el Perú.

Periodo	Tendencia	Valor inicial	Valor final	% Increm.
1990-2000	Creciente	13162 GWh	21085 GWh	60%

A continuación está el gráfico de la tasa de crecimiento anual de la serie histórica de demanda de energía en el Perú.

Gráfico N° 2.8 Crecimiento de energía en el Perú.



Se muestran algunas particularidades resumidas en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 2.12 Crecimiento de energía en el Perú.

Periodo	Tendencia	Valor inicial [%]	Valor final [%]	% Incremento
1991-1992	Decreciente	6	-6	-12
1992-1993	Creciente	-6	12	+18
1993-1995	Decreciente	12	2	-10
1995-1996	Creciente	2	10	+8
1996-1997	Decreciente	10	1	-9
1997-1998	Creciente	1	7	+8
1999-2000	Estable	5	5	0

Se observa que hay valores máximos de tasas de crecimiento en los años 1993 y 1996 mientras que se registran valores mínimos en los años 1992, 1995 y 1997. El valor más pequeño se registra en 1992 y el periodo con más decrecimiento es entre los años 1991 y 1992. Contrariamente, el valor más grande se registra en

1993 y el período con más crecimiento es entre 1992 y 1993. Durante casi toda la década, el Perú mantuvo una gran variabilidad, producto de sus repetidas crisis. A diferencia de los datos históricos de potencia (que muchos de ellos fueron proyectados de acuerdo al informe de la CIER⁶), estos reflejan más fielmente la situación económica del país.

2.2 PROYECCIONES DE DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA.-

Las proyecciones de cada una de las demandas de potencia y energía han sido elaboradas para tres tipos de escenario de crecimiento:

- **Menor:** También llamando Crecimiento conservador o bajo, en el cual se proyecta la tasa más baja o inferior, es decir en un escenario pesimista.
- **Medio:** Denominado también crecimiento moderado, en el se plantean las expectativas más reales y posibles de concretarse.
- **Mayor:** Llamado también crecimiento alto u optimista. Las mejoras proyecciones de un estudio se plantean en él.

2.2.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA EN EL ECUADOR.-

Un primer aspecto con el que se relaciona la proyección de las demandas es el crecimiento del PIB. Se ha estimado que en el período entre los años 2000 – 2001 hay un crecimiento económico pesimista, que se está confirmando en estos días, en el cual la tasa de crecimiento del PIB será para cada uno de los escenarios:

Cuadro 2.13 Tasa de crecimiento promedio del Producto Interno Bruto en el período 2000-2001 para los tres escenarios de crecimiento.

TASA DE CRECIMIENTO DEL PIB [%]	ESCENARIOS		
	Menor	Medio	Mayor
	-0.1	1.2	3.7

⁶ “Mercado Mayoristas e Interconexiones. Proyecto CIER 02 – Fase I”. Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER)- Corporación Andina de Fomento (CAF), Marzo 1999.

Además hay otro factor adicional. Las tarifas medias al consumidor final experimentaron un deterioro durante 1999 y 2000 debido a la pérdida de poder adquisitivo que experimentó el Ecuador antes de la dolarización. Ante esta situación, el CONELEC está implantando una política tarifaria que permitirá llegar a un costo de 8.24 centavos de dólar por kilovatio-hora al usuario final, hasta finales del año 2002. Esta política creará una sensibilidad de precios de la energía (aumento en tarifas) que reducirá en un primer momento la demanda de energía.

a) PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA DEL ECUADOR EN EL PERIODO 2001 – 2010.-

Esta proyección se la realiza con la potencia en la barra de generación que es la suma de la potencia al nivel de la barra de la subestación principal más los consumos de potencia de la planta generadora y la potencia de pérdidas del sistema de transmisión.

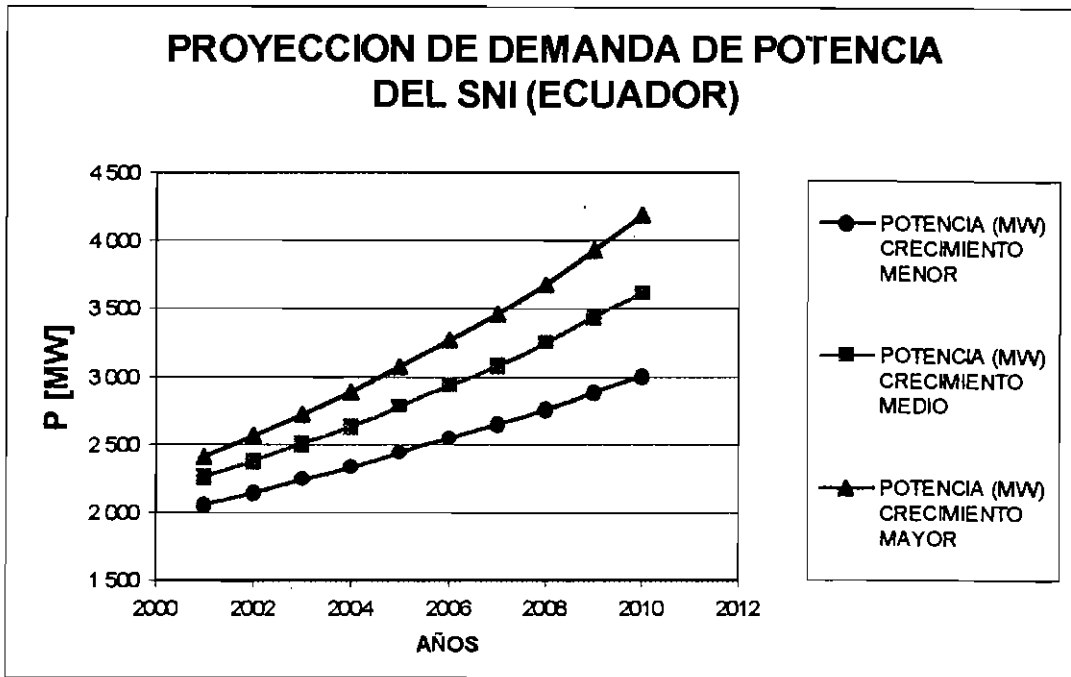
La demanda máxima de potencia del SNI en la barra de generación se la obtiene aplicando los factores de carga anuales a la demanda de energía prevista en el período de análisis.

En el Anexo 2.1.3 están tabulados los datos para cada año con su respectiva tasa de crecimiento anual para el período 2001 – 2010.⁷ Están definidos para cada uno de los escenarios.

El crecimiento promedio en un escenario medio es de 5.4%; en un escenario bajo, 4.3% y en un escenario alto, 6.3%. En un escenario medio (el más probable) para el año 2010 se requerirá una potencia instalada en barra de generación de 3615 MW. El gráfico N° 2.9 corresponde al Anexo 2.1.3 en el se observa que las tres curvas de la proyección son de tipo exponencial creciente.

⁷ “Plan de Electrificación del Ecuador. Período 2000 - 2009”, Consejo Nacional de Electricidad, Quito, Octubre 2000, Pág. 86.

Gráfico N° 2.9 Proyección de Potencia del Ecuador



El siguiente cuadro muestra algunas características del gráfico N° 2.9

Cuadro N° 2.14 Proyección de Potencia del Ecuador

Escenario	Tendencia	Valor inicial [MW]	Valor final [MW]	Incem. en MW	% Incremento
Alto	Creciente	2413	4187	1774	74
Medio	Creciente	2259	3615	1356	60
Bajo	Creciente	2061	3005	944	46

b) PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DEL ECUADOR EN EL PERIODO 2001- 2010.-

Esta proyección se realiza con la energía en la barra de generación que es la suma de la producción de energía que es entregada a nivel de la barra de la subestación principal, más la energía consumida de la planta generadora y la energía consumida en el sistema de transmisión.

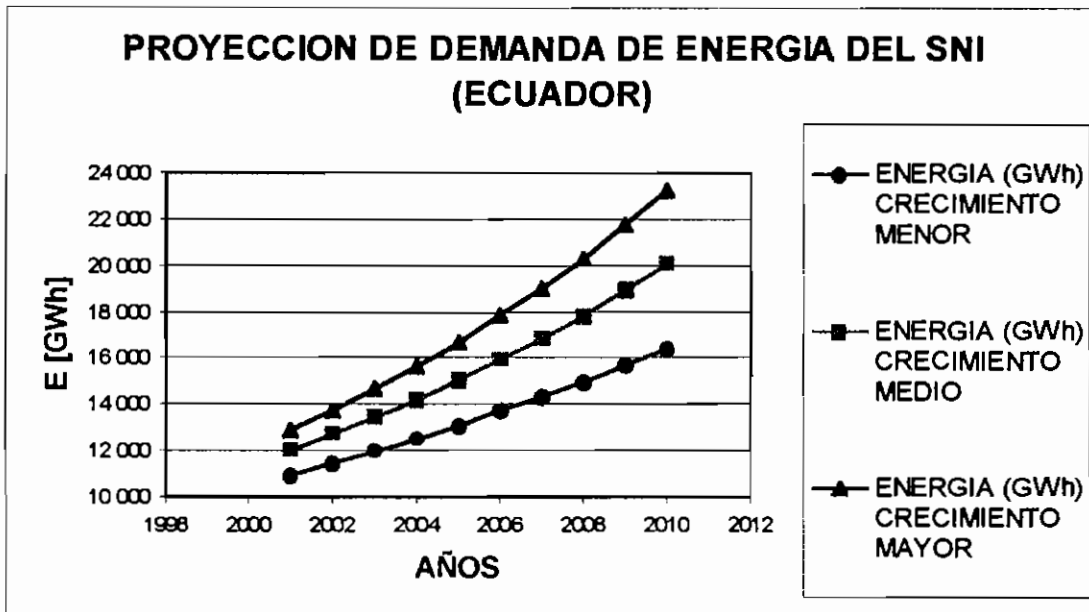
El Sistema Nacional de Transmisión, SNT, transporta el 85% de la energía que se entrega a las empresas distribuidoras en las barras de subestación. De acuerdo al

Plan del CONELEC, en el año 2009 el porcentaje se elevará a 88%. Las pérdidas de energía del SNT en 1999 se registró en 4.5%, que al final del mismo período tendrán que reducirse a 3.8%.

En el anexo 2.1.4 están tabulados los datos para cada año y para cada escenario con su respectiva tasa de crecimiento anual para el período 2001 – 2010.⁸

El crecimiento promedio, en el escenario medio es de 5.9%; en el escenario bajo, 4.6% y en el escenario alto, 6.8%. Para el año 2010, en el escenario medio (el más probable) se consumirá una energía en barra de generación de 20060 GWh. El gráfico N° 2.10 del anexo 2.1.4 muestra que las tres curvas de la proyección son de tipo exponencial creciente.

Gráfico N° 2.10 Proyección de Energía del Ecuador



El siguiente cuadro muestra algunas características del gráfico N° 2.10

⁸ "Plan de Electrificación del Ecuador. Período 2000 - 2009", Consejo Nacional de Electricidad, Quito, Octubre 2000, Pág. 85.

Cuadro N° 2.15 Proyección de Energía del Ecuador

Escenario	Tendencia	Valor inicial [GWh]	Valor final [GWh]	Increment. en GWh	% Incremento
Alto	Creciente	12844	23262	10418	81
Medio	Creciente	12004	20058	8054	67
Bajo	Creciente	10923	16396	5473	50

2.2.2 PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA EN EL PERÚ.-

Estas proyecciones muestran los tres escenarios de crecimiento: mayor, medio y menor. El escenario medio corresponde al "Plan Referencial de Electricidad, 1998"⁹; los dos restantes escenarios son datos del informe del Proyecto CIER-02¹⁰ dentro de las probabilidades de proyección. Se muestra el SIN, Sistema Interconectado Nacional que se encuentra en funcionamiento desde el año 2000.

a) PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA DEL PERÚ EN EL PERIODO 2001 – 2010.-

Para la proyección de potencia en el escenario medio, el Ministerio de Energía y Minas del Perú lo ha determinado a partir de la proyección de demanda de energía eléctrica, la misma que es afectada por la proyección del factor de carga y la adición de los requerimientos de potencia de los nuevos proyectos.

Están definidos para cada uno de los escenarios. Los datos referenciales de este proyecto son:

⁹ "Plan Referencial de Electricidad – 1998", Ministerio de Energía y Minas del Perú, Lima, 1998.

¹⁰ "Mercado Mayoristas e Interconexiones. Proyecto CIER 02 – Fase 1". Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER)- Corporación Andina de Fomento (CAF), Marzo 1999.

Cuadro N° 2.16 Datos referenciales de Potencia en escenario mayor

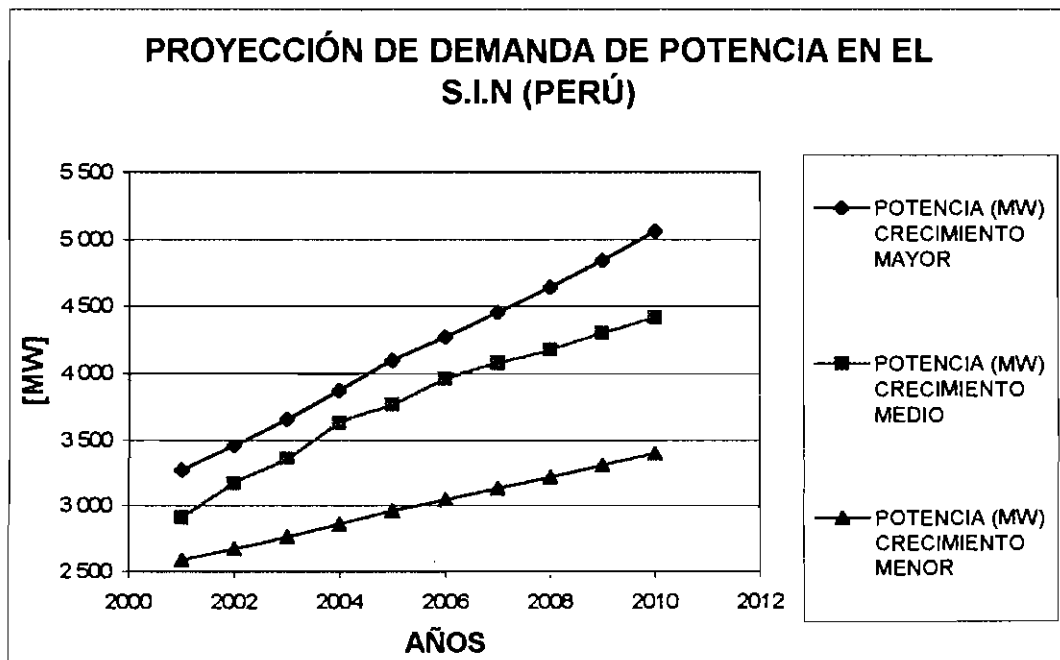
AÑO	POTENCIA [MW]	τ (Tasa de crec. de potencia anual)
2000	3088	
2005	4094	5.8%
2010	5063	4.3%

Cuadro N° 2.17 Datos referenciales de Potencia en escenario menor

AÑO	POTENCIA [MW]	τ (Tasa de crec. de potencia anual)
2000	2500	
2005	2958	3.4%
2010	3395	2.8%

A partir de estos datos se realizaron la proyección para cada uno de los años dentro de este período, tomando las tasa de crecimiento anual como constantes en sus respectivos períodos. En el anexo 2.2.3 se tabulan los datos y se muestra las tres gráficas de cada escenario.

Gráfico N° 2.11 Proyección de Potencia del Perú



El siguiente cuadro muestra algunas características del gráfico N° 2.11

Cuadro Nº 2.18 Proyección de Potencia del Perú

Escenario	Tendencia	Valor inicial [MW]	Valor final [MW]	Incremento [MW]	% Incremento
Alto	Creciente	3267	5063	1796	55
Medio	Creciente	2905	4415	1510	52
Bajo	Creciente	2585	3395	810	31

El crecimiento promedio en un escenario medio es de 4.8%; en un escenario bajo, 3.1% y en un escenario alto, 5.0%. En un escenario medio (el más probable) para el año 2010 se requerirá una potencia instalada en barra de generación de 4415 MW. Las tres curvas de la proyección son de tipo exponencial creciente. Para los escenarios mayor y menor, mantiene una tendencia lineal de crecimiento que estaría enmarcada dentro de una mayor proyección exponencial pues el proyecto CIER 02 abarca un espectro desde 1996 hasta el año 2010

b) PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA DEL PERÚ EN EL PERIODO 2001 – 2010.-

El escenario de crecimiento medio, el Ministerio de Energía y Minas del Perú lo ha realizado a partir de un modelo econométrico que correlaciona las ventas de energía eléctrica con la población, con la producción (Producto Bruto Interno) y las tarifas eléctricas; modelo que ha sido determinado a partir del análisis histórico con un modelo de series de tiempo de las variables anteriores. El modelo toma en cuenta los supuestos de crecimiento del Producto Bruto Interno dados en el corto plazo por el Ministerio de Economía y Finanzas del Perú (MEF) y para el mediano y largo plazo se toma en cuenta criterios propios basados en:

- Indicativos de la población del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI),
- Tarifas eléctricas.
- Ingreso de grandes consumidores.

En los escenarios mayor y menor, están enmarcadas dentro de una mayor proyección exponencial que realizó el proyecto CIER 02 que, de igual forma que

en el caso de la demanda de potencia, abarca un espectro desde 1996 hasta el año 2010, los datos referenciales de este proyecto son:

Cuadro N° 2.19 Datos referenciales de Energía en escenario mayor

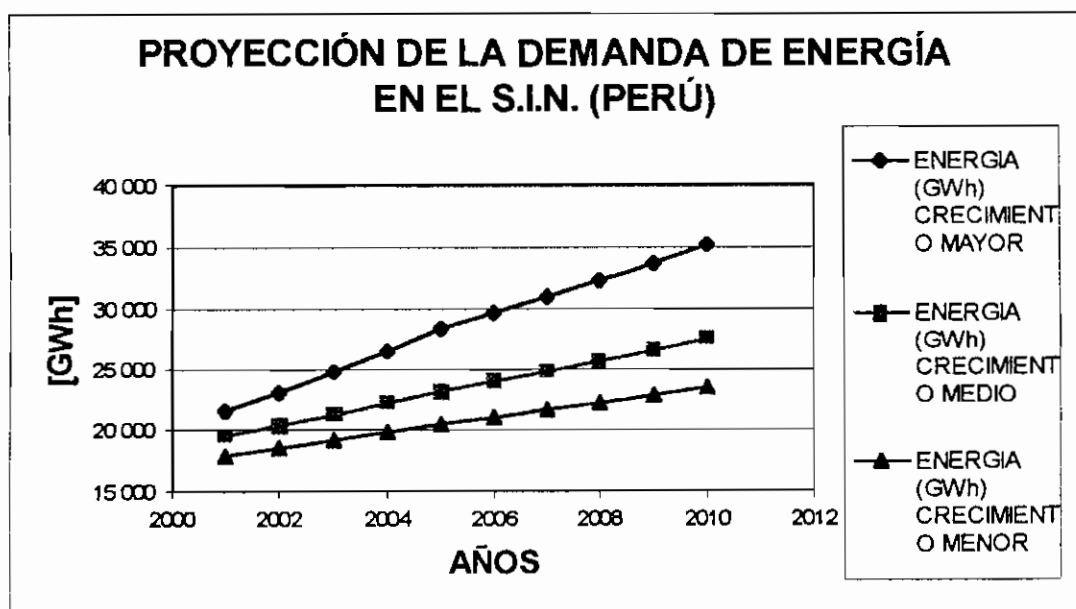
AÑO	ENERGÍA [GWh]	τ (Tasa de crec. de energía anual)
2000	20054	
2005	28457	7.3%
2010	35124	4.3%

Cuadro N° 2.20 Datos referenciales de Energía en escenario menor

AÑO	ENERGÍA [GWh]	τ (Tasa de crec. de energía anual)
2000	17340	
2005	20473	3.4%
2010	23427	2.7%

A partir de estos datos se realizó la proyección para cada uno de los años dentro de este período, tomando las tasa de crecimiento anual como constantes en sus respectivos períodos. En el anexo 2.2.4 se tabulan los datos y se muestra las tres gráficas de cada escenario.

Gráfico N° 2.12 Proyección de Energía en el Perú



El siguiente cuadro muestra algunas características del gráfico N° 2.12

Cuadro N° 2.21 Resumen del gráfico N° 2.12

Escenario	Tendencia	Valor inicial [GWh]	Valor final [GWh]	Increment. en GWh	% Incremento
Alto	Creciente	21508	35125	13617	63
Medio	Creciente	19546	27504	7958	41
Bajo	Creciente	17924	23427	5503	31

El crecimiento promedio, en el escenario medio es de 3.9%; en el escenario bajo, 3.0% y en el escenario alto, 5.6%. Para el año 2010, en el escenario medio (el más probable) se consumirá una energía en barra de generación de 27500 GWh. El gráfico N° 2.12 del anexo 2.1.4 muestra que las tres curvas de la proyección son de tipo exponencial creciente.

2.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA OFERTA DE POTENCIA Y ENERGÍA.-

2.3.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA OFERTA DE POTENCIA Y ENERGIA EN EL ECUADOR.-

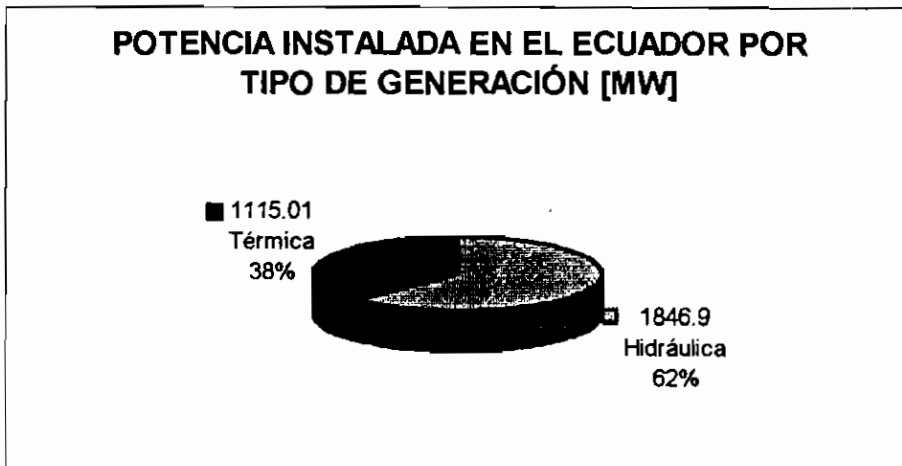
2.3.1.1 POTENCIA INSTALADA.-

En el anexo 2.3.1 están tabulados los datos más importantes del parque generador ecuatoriano que corresponden a datos proporcionados por el CENACE¹¹ y el CONELEC¹². El Ecuador solo tienen estas dos fuentes de generación y en futuros proyectos no se vislumbra otro tipo de fuentes de generación, tales como la geotérmica, eólica o nuclear. El siguiente gráfico muestra los dos tipos de generación de energía eléctrica:

¹¹ "Plan de Operación del MEM. Abril 2000 – Marzo 2001". Centro Nacional de Control de Energía. Quito. Octubre 2000.

¹² "Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano - 2000". Consejo Nacional de Electricidad, Quito, Abril 2001. Además se tomó en cuenta la separación del parque generador de las empresas ENERGYCORP y ECUAPOWER.

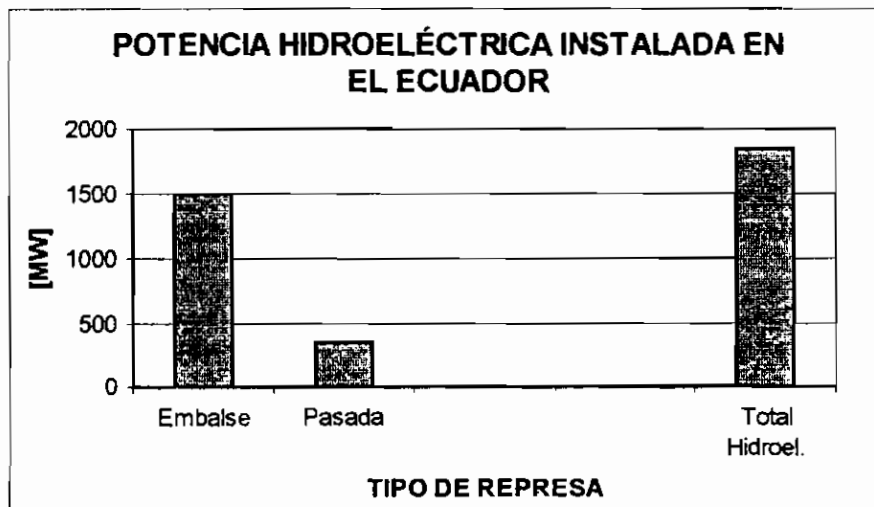
Gráfico N° 2.13 Potencia instalada en el Ecuador



A su vez estas están subdivididas en varias categorías como se ve a continuación:

- a) **POTENCIA INSTALADA HIDROELÉCTRICA.-** El CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) ha clasificado de acuerdo al tipo de represa: embalse y de pasada.

Gráfica N° 2.14 Potencia Inst. Hidroel. en el Ecuador



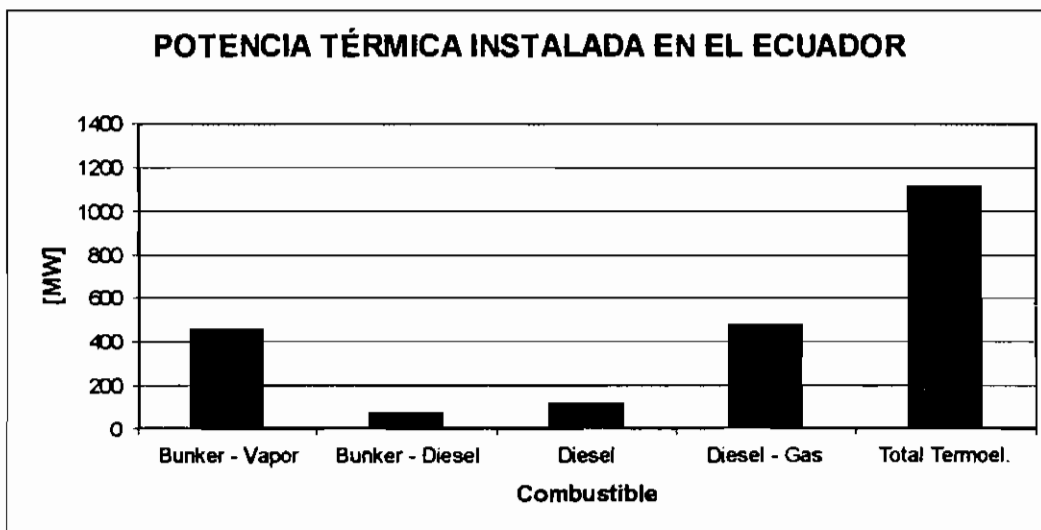
- **CENTRALES TIPO EMBALSE:** Permiten el almacenaje de agua. Las centrales que tienen embalse representa el 81% de la potencia hidráulica instalada con 1496 MW, representadas por las tres más grandes centrales del país: Paute (1183 MW) es el 79% de la potencia hidráulica de embalse

instalada, Daule-Peripa (234 MW) es el 16% y Pucará,(Pisayambo), (79 MW) es el sobrante 5%.

- **CENTRALES DE TIPO PASADA:** Estas centrales de pasada aprovechan instantáneamente el caudal del río para mover las turbinas. Las centrales de pasada alcanzan 351 MW que es el restante 19% de la potencia hidráulica instalada. Hay varias empresas que tienen este tipo de centrales pero la más representativa es Agoyán con 175 MW que es el 52% de la potencia hidráulica de represa de pasada instalada. El resto de centrales son de baja potencia instalada (inferior a 10 MW), que son agrupadas por las diferentes empresas de generación. Los gráficos y los cuadros del anexo 2.3.4a muestra en detalle los valores de las centrales hidráulicas tanto de embalse como de pasada.

- b) **POTENCIA INSTALADA TERMOELÉCTRICA.-** El CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), de igual manera, ha dividido de acuerdo al tipo de combustible que se utiliza en cada central térmica.

Gráfica N° 2.15 Potencia Inst. Térmica en el Ecuador



- **CENTRALES DIESEL – GAS:** Son centrales que utilizan diesel para mover turbinas de gas, tienen una potencia instalada de 472 MW que es el 42% de la potencia térmica instalada. Las centrales más representativas

pertenecen a la empresa ELECTROQUIL con sus unidades U1, U2, U3, U4 que tienen 162 MW representan el 26% de este grupo.

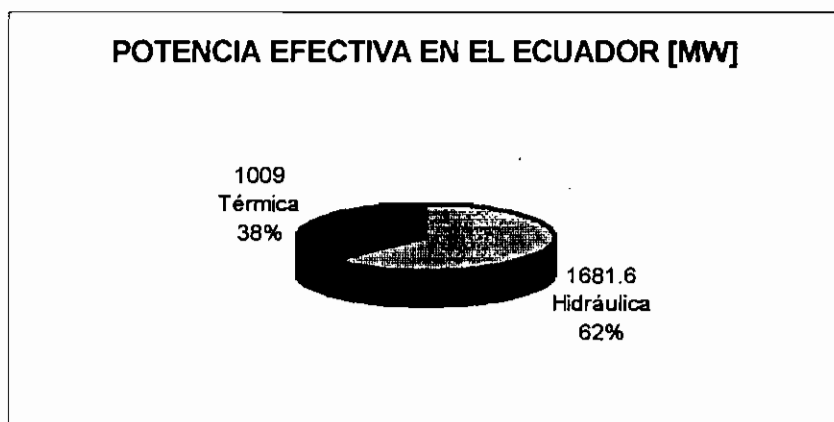
- **CENTRALES BUNKER – VAPOR:** Estas centrales utilizan bunker para mover turbinas de vapor con una potencia instalada de 459 MW que corresponden al 41% de la potencia térmica instalada. La empresa ELECTROGUAYAS tiene las dos centrales más grandes: G. Cevallos de 143 MW y Trinitaria de 129 MW, juntas representan el 60% de este grupo.
- **CENTRALES DIESEL:** Son centrales con motores de combustión interna que utilizan exclusivamente diesel. Con una potencia instalada de 113 MW que es el 10% de la potencia térmica instalada. Son pequeñas centrales agrupadas en cada empresa regional de distribución con potencias inferiores a 5 MW. La más representativa es la Empresa Regional Manabí con 43 MW. En el anexo 2.3.4a se muestra un gráfico con las restantes empresas cuyas potencias instaladas no son mayores a 12 MW.
- **CENTRALES BUNKER – DIESEL:** Estas centrales utilizan bunker y diesel para motores de combustión interna con 71 MW que es el 6% de la potencia térmica instalada. Las empresas QUITO con su central G. Hernández de 31 MW representa el 43% que es el más grande de este grupo.

En el Ecuador no hay centrales de ciclo combinado. En el anexo 2.3.4a se muestra en detalle las distintas empresas que con sus respectivas centrales y de acuerdo al tipo de combustible que utilizan, conforman el parque generador térmico.

2.3.1.2 POTENCIA EFECTIVA.-

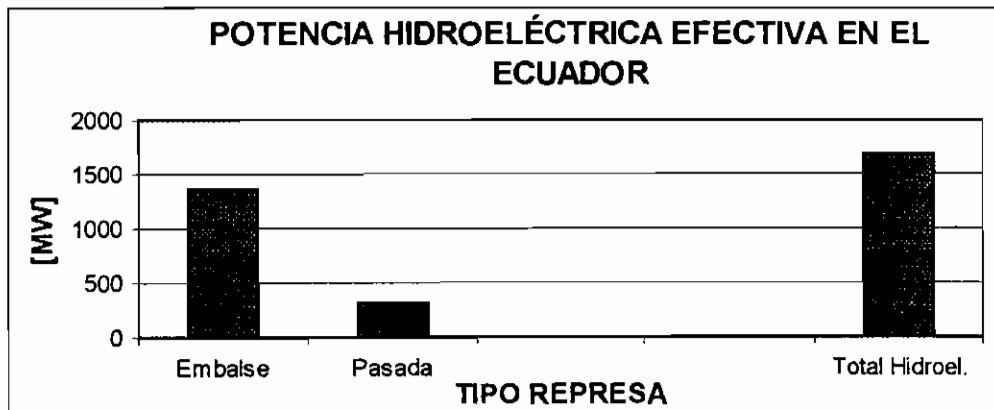
El anexo 2.3.2 muestra los datos más importantes dentro de la potencia efectiva que se puede obtener del parque generador. Corresponden a la misma fuente de la potencia instalada. El siguiente gráfico muestra un resumen de estos datos:

Gráfico N° 2.16 Potencia Efectiva en el Ecuador



a) **POTENCIA EFECTIVA HIDROELÉCTRICA.**- De igual manera que con la potencia instalada, el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) ha dividido de acuerdo al tipo de represa: embalse y de pasada.

Gráfico N° 2.17 Potencia Efectiva Hidroel. en el Ecuador

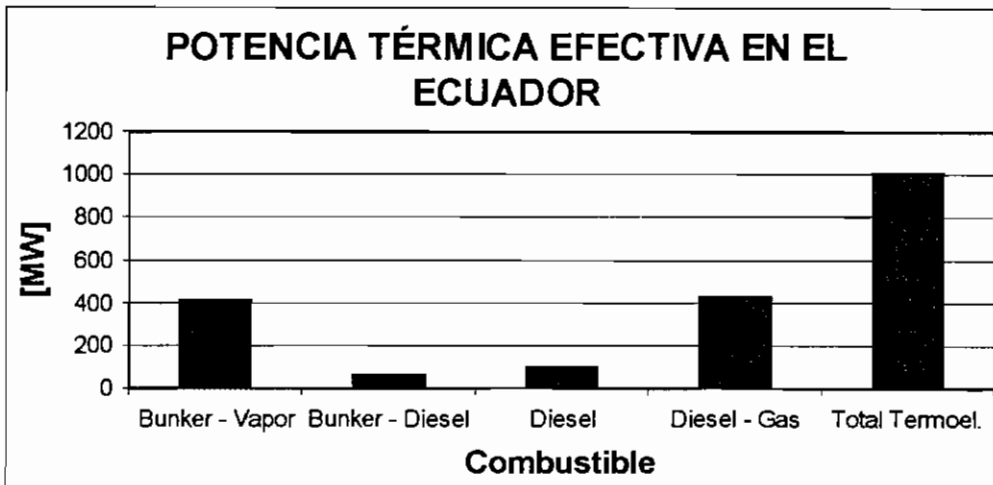


- **CENTRALES TIPO EMBALSE:** Las centrales que tienen embalse representa el 81% de la potencia hidráulica efectiva con 1360 MW. Son las tres más grandes centrales del país: Paute, Daule-Peripa y Pucará (Pisayambo).
- **CENTRALES DE TIPO PASADA:** Las centrales de pasada alcanzan 322 MW que es el sobrante 19% de la potencia hidráulica efectiva. La más

representativa es Agoyán con 159 MW de potencia efectiva que es el 49% de la potencia hidráulica de represa de pasada efectiva.

b) **POTENCIA EFECTIVA TERMOELÉCTRICA.**- De acuerdo al CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) se ha dividido según el tipo de combustible que se utiliza en cada central térmica.

Gráfica N° 2.18 Potencia Efectiva Termoeléctrica en el Ecuador



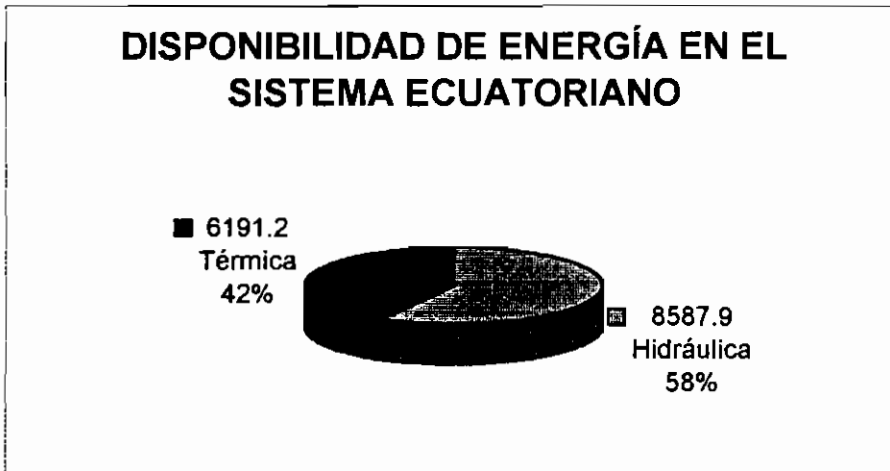
- **CENTRALES DIESEL – GAS:** Su potencia efectiva es de 430 MW que es el 41% de la potencia térmica efectiva. Las centrales más representativas pertenecen a la empresa ELECTROQUIL con sus unidades U1, U2, U3, U4.
- **CENTRALES BUNKER – VAPOR:** Tienen una potencia instalada de 413 MW que corresponden al 41% de la potencia térmica efectiva. La empresa ELECTROGUAYAS tiene las dos centrales más grandes: G. Cevallos y Trinitaria.
- **CENTRALES DIESEL:** Su potencia efectiva es de 102 MW que es el 10% de la potencia térmica efectiva. Son pequeñas centrales agrupadas en cada empresa regional de distribución con potencias inferiores a 5 MW. La más representativa es la Empresa Regional Manabí.

- **CENTRALES BUNKER – DIESEL:** Constituyen el 6% de la potencia térmica efectiva con 64 MW. La empresa QUITO con su central G. Hernández representa el 43% de este grupo.

2.3.1.3 DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA.-

En el anexo 2.3.3 se observa los datos en cuanto a disponibilidad de energía en el parque generador ecuatoriano; estos corresponden a datos proporcionados por el CENACE del Plan de Operación del MEM Abril 2000 – Marzo 2001.

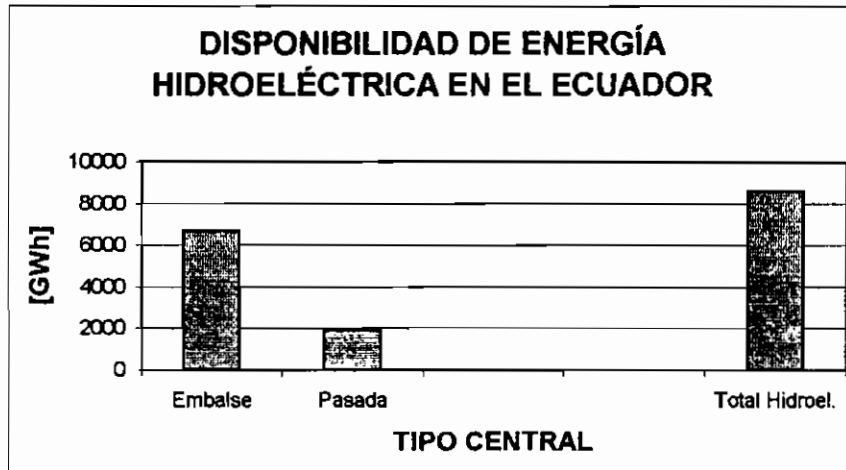
Gráfico N° 2.19 Disponibilidad de Energía en el Ecuador



La disponibilidad de energía eléctrica para el año 2000 fue 14780 GWh. A pesar de que la potencia hidroeléctrica instalada del Ecuador sobrepasa el 60% sólo lograría producir el 58% de la energía eléctrica, por otro lado el parque generador térmico tiene una potencia instalada inferior al 40% pero generaría el 42% de la energía eléctrica producida. Estos índices muestran que las centrales térmicas tienen un factor de utilización mayor que las centrales hidroeléctricas. Los datos citados son el abstraídos del *planeamiento de la operación que realiza el CENACE*.

- a) **DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA.**- La clasificación que el CENACE respecto a la disponibilidad de energía eléctrica responde al tipo de central hidroeléctrica¹³.

Gráfico N° 2.20 Disponibilidad de Energía Hidroeléctrica en el Ecuador



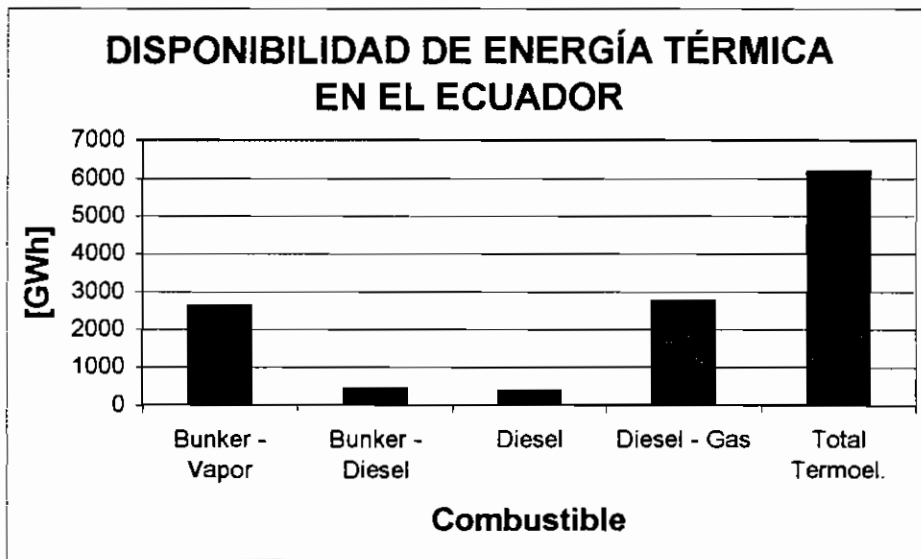
- **CENTRALES TIPO EMBALSE:** Estas centrales producen el 78% de la producción de energía hidroeléctrica con 6675 GWh/año, con respecto al porcentaje que representaba las potencias efectiva e instalada se ve que disminuye la producción de energía en un 3%. Es la energía generada por las tres más grandes centrales del país: Paute (5944 GWh/año) es el 89% de la energía hidroeléctrica de embalse generada, porcentaje superior en un 10% al de su potencia instalada y efectiva, es la central hidroeléctrica que más tiempo trabaja cuando las condiciones del embalse se lo permiten; Daule-Peripa (467 GWh/año) es el 7% y Pucará,(Pisayambo), (265 GWh/año) es el sobrante 4%.
- **CENTRALES DE TIPO PASADA:** Este tipo de centrales producen 1913 GWh/año que es el sobrante 22% de la energía hidroeléctrica generada. Aumenta en un 3% con respecto a su porcentaje de potencia. Hay varias empresas que tienen este tipo de centrales pero la más representativa es Agoyán con una producción de 1017 GWh/año que es el 55% de la

¹³ La disponibilidad de centrales hidroeléctricas está basado en una planificación para un escenario de hidrología lluviosa probabilidad 10% anual..

producción de energía hidroeléctrica de represas de tipo pasada. El resto de centrales producen el restante 45% que son agrupadas por las diferentes empresas de generación. Las empresas de distribución Quito y Elecaustro constituyen el 23% y el 11% de la producción de energía de esta clase de represa. Los gráficos y los cuadros del anexo 2.3.4c muestra en detalle los valores de generación de energía hidroeléctrica de las centrales hidráulicas tanto de embalse como de pasada.

b) **DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA TERMOELÉCTRICA.-** El CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), muestra la producción de las centrales térmicas de acuerdo al tipo de combustible que se utiliza.

Gráfico N° 2.21 Disponibilidad de Energía Térmica en el Ecuador



- **CENTRALES DIESEL – GAS:** Este tipo de centrales son las que más aportan en cuanto a la producción de energía termoeléctrica. Generarían 2757 GWh/año que es el 44.5% de la energía termoeléctrica disponible. La empresa que más energía eléctrica a disposición tiene es ELECTROQUIL con sus unidades U1, U2, U3, U4 que producirían 1032 GWh/año y que representa el 38% de este grupo, En el anexo 2.3.4c está detallado la participación de cada una de las centrales diesel - gas.

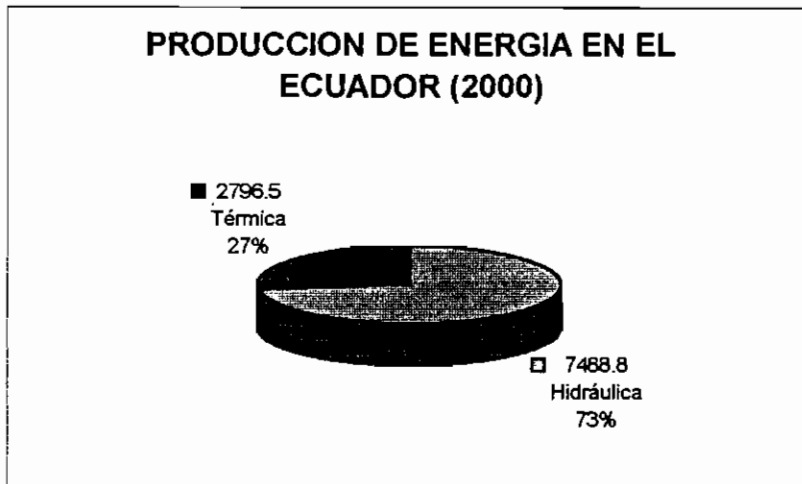
- **CENTRALES BUNKER – VAPOR:** Producirían 2631 GWh/año que corresponden al 42.5% de la disponibilidad de energía termoeléctrica, constituyéndose en el segundo productor. La empresa ELECTROGUAYAS con las dos centrales más grandes: G. Cevallos (826 GWh/año) y Trinitaria (721 GWh/año), juntas generan el 60% de este grupo. El detalle de producción de las demás centrales está en el anexo 2.3.4c. Los valores de los porcentajes entre la producción de energía y la potencia instalada en este grupo se mantienen iguales, es decir, según el porcentaje de su capacidad generan en esa misma proporción su energía.
- **CENTRALES BUNKER – DIESEL:** Ocupan el tercer lugar en producción de energía con 430 GWh/año que es el 7% de la disponibilidad de energía termoeléctrica. Mantienen el mismo porcentaje de las potencias instalada pero superan a las centrales a diesel que tienen una mayor potencia instalada pero debido a su mayor costo de producción operan en menores lapsos de tiempo. Las empresas QUITO con su central G. Hernández genera 200 GWh/año que representa el 47% de este grupo y TERMOPICHINCHA con su central Guangopolo produce 176 GWh/año, (41%) cubren el 88% de este grupo quedando, finalmente, con el 12% restante la empresa ELECAUSTRO con su central El Descanso que genera 53 GWh/año.
- **CENTRALES DIESEL:** Ocupan el último lugar en la producción de energía eléctrica con 373 GWh que es el 6% de la energía termoeléctrica producida. Disminuye 4% con respecto a la potencia efectiva e instalada. Es de esperarse que su producción sea menor ya que su costo de producción es mayor que cualquier otra central. La más productiva es la Empresa Regional Manabí con 120 GWh/año.

Estas producciones de energía están cuantificadas en un año, es decir es la cantidad diaria, GWh, obtenida en un mes y que se adiciona a lo largo del año. En el anexo 2.3.4c se muestra en detalle las distintas empresas con sus respectivas centrales y la producción anual que tiene cada una de ellas.

2.3.1.4 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.-

En el anexo 2.3.5 pueden observarse los datos en cuanto al consumo de energía en el sistema ecuatoriano; estos corresponden a datos proporcionados por el CENACE en su Informe Anual 2000.

Gráfico N° 2.19 Producción de Energía en el Ecuador



La producción de energía eléctrica para el año 2000 fue 10285.3 GWh. La diferencia de la disponibilidad respecto a la producción es debido a que no todas las centrales termoeléctricas existentes y con capacidad instalada declarada, entran a operar, pues depende del escenario hidrológico y de precios de combustibles para que entren en el Despacho sin Restricciones que realiza el CENACE.

2.3.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LA OFERTA DE POTENCIA Y ENERGIA EN EL PERÚ.-

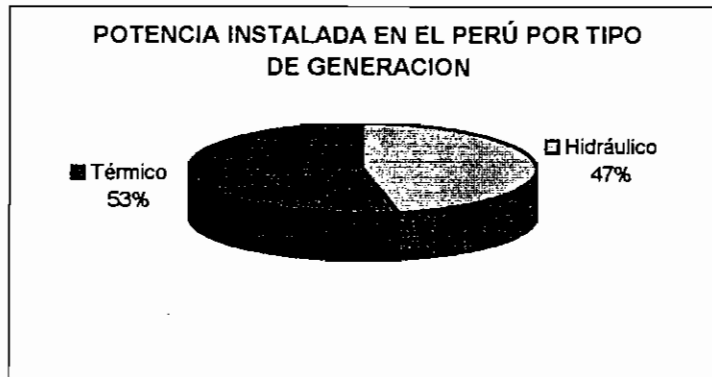
Esta información en cuanto a potencia instalada, potencia efectiva, producción de energía y centrales más importantes corresponden a datos proporcionados por el Ministerio de Energía y Minas del Perú¹⁴.

¹⁴ "Electricidad. Anuario Estadístico 1998". Ministerio de Energía y Minas del Perú, Lima, Abril 1999.

2.3.2.1 POTENCIA INSTALADA.-

En el anexo 2.4.1 se exponen las características más importantes del parque generador peruano.

Gráfico Nº 2.22 Potencia Inst. en el Perú



Según esta fuente se tiene 5515.5 MW de generación total, 2427 MW más que la potencia instalada en el Ecuador, superior en un 44%. La potencia hidroeléctrica alcanza los 2572.1 MW que representa el 47%, mientras que la potencia térmica es de 2943.1 MW que es el 53% restante. En el Perú la potencia termoeléctrica instalada tiene una mayor representatividad que la hidroeléctrica, aunque este margen de diferencia no es muy grande. El Perú cuenta además de estas de dos fuentes de generación, con generación de tipo eólico, fundamentada en el movimiento que producen los vientos especialmente en los páramos andinos, que ha permitido el desarrollo de proyectos alternativos en generación de energía eléctrica.

a) **POTENCIA INSTALADA HIDROELÉCTRICA:** El Ministerio de Energía y Minas del Perú la clasifica de acuerdo al tipo de central y al sistema eléctrico en el que opera la misma.

En este estudio se tomará en cuenta la división que posee el Sistema eléctrico peruano en cuanto al área de influencia de sus sistemas eléctricos:

- **SICN (Sistema Interconectado Centro–Norte):** Las centrales que conforman este sistema representan el 81% de la potencia hidráulica instalada a nivel nacional con 2091.4 MW. La potencia instalada total en el SICN es de 3629 MW, correspondiendo a la generación hidroeléctrica el 58%, que es la predominante. Las empresas de generación que más influencia tienen en el parque generador son de tipo público, con una potencia instalada de 2079 MW que es el 99% de la potencia instalada hidráulica del SICN, consecuentemente, solo el 1% (13 MW) generan las empresas de servicio privado.

 - **SISUR (Sistema Interconectado del Sur):** Las centrales generadoras de este sistema alcanzan 313 MW que es el 12% de la potencia hidráulica instalada nacional. La potencia instalada en el SISUR es de 778 MW, por lo que la potencia hidráulica representa el 40% dentro del sistema. Las empresas de generación hidroeléctricas son todas de servicio público.

 - **SIA (Sistemas Aislados):** Estas centrales tienen una potencia hidroeléctrica instalada de 168 MW que es el 7% de la potencia hidráulica instalada nacional. La potencia instalada en los sistemas aislados alcanza los 1109 MW, siendo la generación hidráulica el 15% dentro del sistema. En los sistemas aislados predomina de igual forma la generación térmica. Las empresas de generación públicas con sus 76 MW instalados corresponden al 45% de la potencia hidráulica instalada en el SIA, siendo mayor la generación de las empresas privadas con sus 92 MW de potencia instalada que es el 55% restante.
- b) POTENCIA INSTALADA TERMOELÉCTRICA:** Del mismo modo que en la potencia instalada hidroeléctrica el Ministerio de Energía y Minas del Perú la clasifica de acuerdo al tipo de empresa y al sistema eléctrico en el que opera la central. Desde este punto de vista se tiene:
- **SICN (Sistema Interconectado Centro – Norte):** Las centrales de este sistema representan el 52% de la potencia térmica instalada nacional con

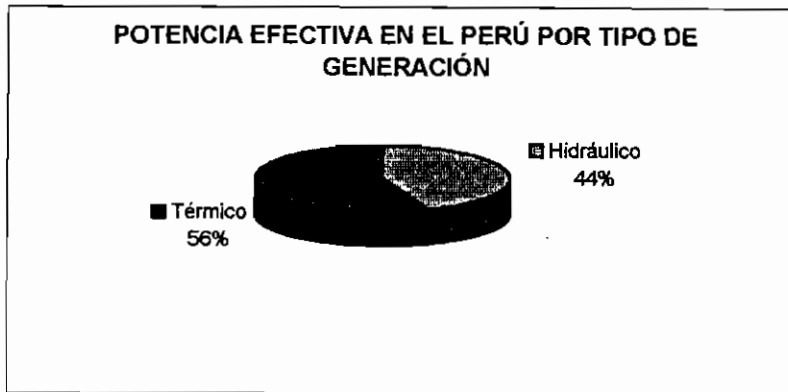
1538 MW. La potencia instalada total en el SICN es de 3629 MW, correspondiendo a la generación termoeléctrica el 42%. Las empresas de servicio público son los más grandes generadores con una potencia instalada de 1420 MW que es el 92% de la potencia instalada térmica del SICN, consecuentemente, solo el 8% (117 MW) generan las empresas de servicio privado.

- **SISUR (Sistema Interconectado del Sur):** Las centrales de este sistema alcanzan 465 MW que es el 16% de la potencia térmica instalada nacional. La potencia instalada en el SISUR es de 778 MW, alcanzando la generación térmica el 60% dentro del sistema. En el SISUR predomina la generación térmica. Las empresas públicas de generación térmica del SISUR tienen 89% del parque generador, mientras las empresas privadas poseen el restante 11%.
- **SIA (Sistemas Aislados):** En este sistema sus centrales suman una potencia instalada de 941 MW que es el 32% de la potencia termoeléctrica instalada nacional. Se ha instalado en los sistemas aislados una potencia de 1109 MW, siendo la generación termoeléctrica el 85% dentro del sistema. Esta es la que predominante en los sistemas aislados. Las empresas de generación públicas con 330 MW instalados corresponden al 35% de la potencia termoeléctrica instalada en el SIA, siendo mayor la generación de las empresas privadas con 611 MW de potencia instalada que es el 65% restante.

2.3.2.2 POTENCIA EFECTIVA.-

En el anexo 2.4.2 se ven las características más importantes del parque generador peruano respecto a la potencia efectiva en el año 1998.

Gráfico N° 2.23 Potencia Efectiva en el Perú



La potencia efectiva del parque generador es de 4782 MW. La generación hidroeléctrica alcanza los 2117 MW que representa el 44%, mientras que la generación térmica es de 2665 MW que es el 56% restante. El Perú tiene una mayor potencia termoeléctrica efectiva. La potencia efectiva de las plantas eólicas es muy pequeña, 300 KW, que es la centésima parte de la potencia efectiva nacional.

a) **POTENCIA EFECTIVA HIDROELÉCTRICA:** De igual manera que para la descripción de la potencia instalada hidroeléctrica en el sistema peruano, el MEM (Ministerio de Energía y Minas) ha establecido la división de acuerdo al sistema al que pertenecen las centrales, por lo tanto se tienen:

SICN (Sistema Interconectado Centro – Norte): Las centrales de este sistema representan el 84% de la potencia hidráulica efectiva nacional con 1772 MW. La potencia efectiva total en el SICN es de 3191 MW, correspondiendo a la generación hidroeléctrica el 56%, que es la predominante. Las empresas de servicio público son los más grandes generadores con una potencia instalada de 1759 MW que es el 99% de la potencia efectiva hidroeléctrica del SICN, mientras el 1% (13 MW) está con las empresas de servicio privado. Se mantienen las mismas relaciones porcentuales de la potencia instalada.

SISUR (Sistema Interconectado del Sur): Las centrales de este sistema alcanzan 200 MW que es el 9% de la potencia hidráulica efectiva nacional, es un

descenso de tres puntos respecto a su porcentaje en la potencia instalada. La potencia efectiva en el SISUR es de 642 MW, la generación hidráulica representa el 31% dentro del sistema, hay un descenso de 9 puntos porcentuales respecto a la potencia instalada. Las empresas de generación hidroeléctricas son todas de servicio público.

SIA (Sistemas Aislados): Estas centrales tienen una potencia efectiva de 146 MW que es el 7% de la potencia hidráulica efectiva nacional. En los sistemas aislados existe una potencia efectiva de 949 MW, siendo la generación hidráulica el 15% dentro del sistema. Las empresas de generación públicas con una potencia efectiva de 65 MW corresponden al 45% de la potencia hidráulica instalada en el SIA, siendo mayor la potencia efectiva de las empresas privadas con sus 81 MW que es el 55% restante. Son las mismas relaciones porcentuales que en la potencia instalada.

b) POTENCIA EFECTIVA TERMOELÉCTRICA: De la misma manera que en la potencia instalada hidroeléctrica el Ministerio de Energía y Minas del Perú la clasifica de acuerdo al tipo de empresa y al sistema eléctrico en el que opera la central. Se tomará en cuenta el sistema eléctrico y se comentará sobre el tipo de empresa que posee esa central:

SICN (Sistema Interconectado Centro – Norte): Las centrales de este sistema representan el 53% de la potencia térmica efectiva nacional con 1419 MW. La potencia efectiva total en el SICN es de 3191 MW, correspondiendo a la generación termoeléctrica el 45%. Las empresas de servicio público son las más grandes generadoras con una potencia efectiva de 1332 MW que es el 94% de la potencia efectiva térmica del SICN, consecuentemente, solo el 6% (87 MW) generan las empresas de servicio privado. No hay grandes variaciones en los valores porcentuales por lo que son coincidentes con los de potencia instalada.

SISUR (Sistema Interconectado del Sur): Las centrales de este sistema alcanzan 443 MW que es el 17% de la potencia térmica efectiva nacional. La potencia efectiva en el SISUR es de 642 MW, alcanzando la generación térmica el

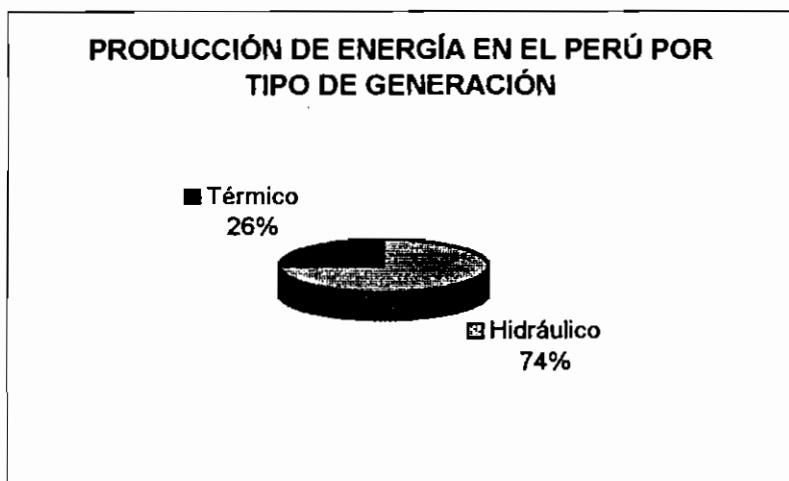
69% dentro del sistema. Este índice es mayor con 9 puntos porcentuales respecto a la potencia instalada. En el SISUR predomina la generación térmica. Las empresas públicas de generación térmica del SISUR tienen 90% del parque generador (397 MW), mientras las empresas privadas poseen el restante 10% (46 MW).

SIA (Sistemas Aislados): En este sistema sus centrales tienen una potencia efectiva de 803 MW que es el 30% de la potencia termoeléctrica efectiva nacional. Los sistemas aislados poseen una potencia efectiva de 949 MW, siendo la generación termoeléctrica el 85% dentro del sistema. Esta es la que predominante en los sistemas aislados. Las empresas de generación públicas con 270 MW efectivos corresponden al 34% de la potencia termoeléctrica efectiva en el SIA, siendo mayor la generación de las empresas privadas con 533 MW de potencia efectiva que es el 66% restante. No se produce variaciones porcentuales de envergadura respecto a la potencia instalada.

2.3.2.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.-

En el anexo 2.4.3 se puede observar la producción de energía realizada por el parque generador peruano; estos corresponden a datos proporcionados por el Ministerio de Energía y Minas del Perú.

Gráfico N ° 2.24 Producción de Energía en el Perú



Se produjo 18583 GWh/año con generación total. La generación hidroeléctrica produjo 13808 GWh/año que representa el 74%, mientras que la generación térmica engendró 4774 GWh/año que es el 26% restante. A pesar de que la potencia hidroeléctrica efectiva e instalada del Perú constituye solamente el 45% (en promedio), produce el 74% de la energía eléctrica; mientras que el parque generador térmico tiene una potencia instalada y efectiva que representa el 55% pero genera tan solo el 26% (un cuarto, aproximadamente) de la energía eléctrica consumida. Estos índices muestran que las centrales térmicas funcionan un menor período de tiempo que las centrales hidroeléctricas. Esto es lógico ya que estas centrales producen energía a menor costo cuando las condiciones hidrológicas son adecuadas.

a) PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA.- El Ministerio de Energía y Minas del Perú, de la misma forma que en el caso de la potencia, ha clasificado de acuerdo al tipo de empresa y al sistema eléctrico en el que opera la central. Bajo este punto de vista se tiene igualmente:

- **SICN (Sistema Interconectado Centro – Norte):** Las centrales de este sistema engendran el 89% de la producción de energía hidroeléctrica nacional con 12337 GWh/año. La producción total de energía eléctrica en el SICN es de 13724 GWh/año, correspondiendo a la generación hidroeléctrica el 90%. El SICN genera casi solamente en base a sus centrales hidroeléctricas. Las empresas de servicio público producen casi en su totalidad la energía requerida con 12262 GWh/año que es el 99.4% de la producción de energía hidroeléctrica del SICN, mientras el 0.6% (75 GWh/año) producen las empresas de servicio privado.
- **SISUR (Sistema Interconectado del Sur):** Las centrales de este sistema generan 954 GWh/año que es el 7% de la energía hidráulica producida a nivel nacional, es un descenso de cinco puntos respecto a su porcentaje en la potencia instalada y dos puntos respecto a la potencia efectiva; esto se debe a que las centrales están en proceso de expansión, retiro y mantenimiento de unidades. La energía eléctrica engendrada en el SISUR es de 2703 GWh/año,

la producción de energía eléctrica de origen hidráulico representa el 35% dentro del sistema. Las empresas de generación hidroeléctricas son todas de servicio público.

- o **SIA (Sistemas Aislados)** Estas centrales crean 517 GWh/año de energía hidroeléctrica que es el 4% de la producción de energía hidráulica nacional. En los sistemas aislados se producen 2155 GWh/año, siendo la generación hidráulica el 24% dentro del sistema. Las empresas de generación públicas con una producción de energía de 151 GWh/año corresponden al 29% de la producción de energía hidráulica en el SIA, siendo mayor la producción de energía de las empresas privadas con sus 366 GWh/año que es el 71% restante. La producción de energía eléctrica es muy baja en este tipo de sistemas.

b) PRODUCCIÓN DE ENERGÍA TERMOELÉCTRICA.- De la misma manera que con la potencia, el Ministerio de Energía y Minas del Perú la clasifica de acuerdo al tipo de empresa y al sistema eléctrico en el que opera la central. Se tomará en cuenta el sistema eléctrico y se comentará sobre el tipo de empresa que posee esa central:

- o **SICN (Sistema Interconectado Centro – Norte):** Las centrales de este sistema crean el 29% de la producción de energía termoeléctrica nacional con 1387 GWh/año. La producción de energía total en el SICN es de 13724 GWh/año, correspondiendo a la generación termoeléctrica el 10%. Las empresas de servicio público son los más grandes generadores con una energía de 1264 GWh/año que es el 91% de la producción de energía térmica del SICN, consecuentemente, solo el 9% (123 GWh/año) generan las empresas de servicio privado.
- o **SISUR (Sistema Interconectado del Sur):** Las centrales de este sistema producen 1749 GWh/año que es el 37% de la producción de energía termoeléctrica nacional. La producción de energía total en el SISUR es de

2703 GWh/año, siendo de generación térmica el 65% dentro del sistema. En el SISUR domina la generación térmica. Las empresas públicas de generación térmica del SISUR producen el 98% de la energía termoeléctrica (1708 GWh/año), mientras las empresas privadas engendran el restante 2% (42 GWh/año).

- **SIA (Sistemas Aislados):** En este sistema sus centrales producen 1638 GWh/año que es el 34% de la producción de energía termoeléctrica nacional. Los sistemas aislados producen en total 2155 GWh/año, siendo la producción termoeléctrica el 76% dentro del sistema. Esta es la que predominante en los sistemas aislados. Las empresas de generación públicas crean 476 GWh/año que corresponden al 29% de la producción de energía termoeléctrica en el SIA, siendo mayor la producción de las empresas privadas con 1161 GWh/año de energía termoeléctrica que es el 71% restante. Un hecho es destacable, a pesar de tener un índice porcentual menor en la potencia hidroeléctrica instalada y efectiva (15%) en la producción de energía hidroeléctrica este índice aumenta al 24%. Análogamente baja 10 puntos porcentuales la producción de energía termoeléctrica con respecto a su potencia. Es decir, el parque generador hidráulico funciona más tiempo que su correspondiente térmico.

En general, excepto por el sistema SISUR, el sistema peruano obtiene más energía de las centrales hidroeléctricas, aún cuando su potencia este en menor porcentaje que las centrales térmicas. Con esto se observa la diferencia entre potencia y energía eléctrica. Se puede obtener en un sistema más potencia térmica, instalada y efectiva, pero una menor producción de energía térmica.

Debido a que la potencia instalada, efectiva y la producción de energía están para el sistema peruano definidas según los sistemas eléctricos antes que por tipo de centrales (como es en el caso ecuatoriano) se vuelve imprescindible realizar una exposición sobre las principales centrales que hay en el sistema peruano, es por ello que se ha realizado estos dos acápite siguientes adicionales.

2.3.2.4 PRINCIPALES CENTRALES TERMOELÉCTRICAS EN EL SISTEMA PERUANO.-

Se han escogido las centrales con mayor potencia instalada y por ende las que tienen mayor producción de energía. En el anexo 2.4.6 consta el cuadro donde están tabuladas estas centrales. Se tiene dos perspectivas para analizarlas, que son:

- **Según la potencia instalada.-** La más grande es la Central Ventanilla de la empresa ETEVENSA con 549 MW instalados que corresponde al 10% de la potencia instalada nacional, le siguen Santa Rosa de la empresa EDEGEL con 281 MW instalados que corresponde al 5%; Ilo de la empresa ENERSUR con 258 MW que corresponde al 5%; Aguaytía de la empresa del mismo nombre con 157 MW que representa el 3 y finalmente Malacas de la empresa PESA con 155 MW que representa el 5% de la potencia instalada nacional. En el primer gráfico del anexo se muestra con barras la potencia instalada de cada central.
- **Según la producción de energía.-** Se observa que la central Ilo de la empresa ENERSUR produce la mayor cantidad de energía (1074 GWh) que representa el 6% de la producción nacional de energía, esta central ocupaba el tercer puesto según la potencia instalada y ahora es la primera. En segundo lugar está la central Malacas de la empresa EEPESA con 441 GWh que equivale al 2%, esta central estaba anteriormente en quinto lugar; en tercer lugar está la central Aguaytía de la empresa del mismo nombre con 339 GWh que equivale al 2%, según la potencia instalada estaba en cuarto lugar; En cuarto lugar está la central Ventanilla de la empresa ETEVENSA con 328 GWh que equivale al 2%, anteriormente estaba en primer lugar y finalmente está la central Santa Rosa de la empresa EDEGEL con 23GWh que equivale al 0.1% de la producción de energía nacional. Esto sucede porque las centrales de Ventanilla y Santa Rosa estuvieron en el año 1998 con readecuaciones en sus turbinas y para el año 2003 se tiene planificado reestructurarlas par que sus turbinas sean de ciclo combinado. El segundo

gráfico del anexo muestra el valor de la producción de energía en cada central en barras.

2.3.2.5 PRINCIPALES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN EL SISTEMA PERUANO.-

De la misma manera que en el caso anterior se realizará un análisis de acuerdo a la potencia instalada de cada central y a su producción de energía. En la segunda parte del anexo 2.4.6 existe un cuadro con las características de estas centrales. Se han escogido siete centrales que son las más grandes.

- **Según la potencia instalada.-** La empresa ELECTROPERÚ tiene la central hidroeléctrica más grande del Perú, Mantaro con 798 MW que corresponde al 14% de la potencia instalada nacional. En segundo lugar está la central Huinco de la empresa EDEGEL con 258 MW que corresponde al 5%; en tercer lugar está la central Restitución de la empresa ELECTROPERÚ con 210 MW que equivale al 4%; en cuarto lugar está la central Cañón del Pato de la empresa EGENOR con 154 MW que representa el 3%; en quinto lugar está la central Charcani V de la empresa EGASA con 137 MW que representa el 2%; en sexto lugar está la central Matucana de la empresa EDEGEL con 120 MW que equivale al 2% y finalmente, en séptimo lugar está la central Yaupi de la empresa ELECTROANDES con 108 MW instalados que representa el 2% de la potencia instalada nacional. El primer gráfico del anexo 2.4.6 muestra los valores de la potencia instalada de cada central en barras.
- **Según la producción de energía.-** Bajo el mismo criterio de la producción de energía en las centrales termoeléctricas, las centrales hidráulicas no pueden funcionar todo el tiempo debido a problemas de estiaje, almacenamiento de agua, adecuaciones en la planta o simplemente a cualquier tipo de mantenimiento, esto hace que su producción de energía no sea concordante con la potencia instalada. En primer lugar está la central Mantaro que genera 4849 GWh que representa el 26% de la producción de energía nacional,

anteriormente también estaba en primer lugar; en segundo lugar está la central Restitución que produce 1575 GWh que corresponde al 6%, de acuerdo a la potencia instalada estaba en tercer lugar; la central Huinco ocupa el tercer lugar con 951 GWh que corresponde al 5%, en cuanto a potencia instalada ocupa el segundo lugar; La central Cañón del Pato ocupa el cuarto lugar con 859 GWh que representa el 5%, anteriormente ocupa también el cuarto lugar; la central Matucana está en el quinto lugar con 826 GWh que corresponde al 4%, según la potencia instalada está en sexto lugar; la central Yaupi está en sexto lugar con 758 GWh que corresponde al 4%, anteriormente estaba en el último (séptimo) lugar y finalmente está la central Charcani V con una generación de energía de 548 GWh que equivale al 3% de la producción de energía eléctrica nacional, según la potencia instalada ocupa el quinto puesto. El segundo gráfico del anexo 2.4.6 muestra los valores de producción de energía de cada central en barras.

Se debe destacar que la potencia instalada y la producción de energía es significativa en la central Mantaro que es la más grande y por ende, importante del Perú. En ella se genera la cuarta parte de la energía eléctrica del país.

CAPITULO 3

CAPITULO 3. ESCENARIOS DE INTERCAMBIO ENERGÉTICO EN LA INTERCONEXIÓN ECUADOR – PERÚ.

En el presente capítulo se realizará un análisis de la variación de la demanda y la oferta, tanto en potencia como en producción de energía eléctrica anual de los dos países involucrados en la interconexión. Se han definido tres escenarios de expansión de la oferta, mientras que en los balances e intercambios de potencia y energía se han definido seis escenarios. Se ha observado que este análisis abarca un espectro mínimo dentro de las posibilidades que se pueden encontrar en la Planificación de una interconexión binacional.

Para la expansión de la oferta se han determinado los siguientes escenarios:

- 1) Escenario Mayor o Alto: Es la posibilidad más optimista. Se supone que se ejecutarán todos los proyectos definidos en los Planes de expansión de cada país. Para el Ecuador son los planes mencionados en CONELEC, CENACE, OLADE y CONAM; en el caso del Perú son los planes mencionados por el Ministerio de Energía y Minas y por el proyecto CIER 02.
- 2) Escenario Medio: Es la que se considera con mayor probabilidad de ocurrencia. Se basa en el “Plan de Electricidad del Ecuador – 2000” publicado por el CONELEC y el “Plan Referencial de Electricidad del Perú – 1998” publicado por el Ministerio de Energía y Minas del Perú.
- 3) Escenario Menor o Bajo: Es la posibilidad más pesimista. Estaría definido por el incumplimiento de todos los planes de expansión de generación, es decir, el actual parque generador con la producción actual de energía.¹

¹ Debido a la imposibilidad de obtener información más puntual sobre este escenario, especialmente en el Perú, se asumió un alto pesimismo en la ejecución de proyectos en ambos países.

Para el análisis de los balances, transferencias e intercambios de potencia y energía se definen los siguientes escenarios:

- 1) Escenario Alto: Basado en los escenarios altos de demanda, oferta, reserva e intercambio de potencia y energía de cada uno de los países. Para el Ecuador la fuente de referencia lo constituye el CONELEC, CONAM, OLADE y CENACE, mientras que en el Perú lo son el Ministerio de Energía y Minas y el proyecto CIER 02.
- 2) Escenario Medio: Basado en los escenarios medios de demanda, oferta, reserva e intercambio de potencia y energía de cada uno de los países. Para el Ecuador la fuente de referencia lo constituye el CONELEC, mientras que en el Perú es el Ministerio de Energía y Minas.
- 3) Escenario Bajo: Considera que ninguno de los planes de expansión de cada uno de los países se realizará. Basado en los escenarios bajos de demanda, oferta, reserva e intercambio de potencia y energía de cada uno de los países.
- 4) Escenario "Demanda Mayor – Oferta Menor": Es el selección de la demanda mayor o alta de potencia o energía que necesita el país con la oferta menor o baja de potencia o energía que tiene el país.
- 5) Escenario "Demanda Mayor – Oferta Media": Es el selección de la demanda mayor o alta de potencia o energía que necesita el país con la oferta media de potencia o energía que tiene el país.
- 6) Escenario "Demanda Media - Oferta Menor": Es el selección de la demanda media de potencia o energía que necesita el país con la oferta menor o baja de potencia o energía que tiene el país.

Estos escenarios tienen una mayor posibilidad de ocurrir con respecto a otras posibles combinaciones como pudieran ser: Demanda Menor – Oferta Mayor o Demanda Media – Oferta Mayor, en las cuales se subestima la demanda y se sobrevalúa la oferta.

Este capítulo expone para cada país, en primer lugar, la expansión de su parque generador, luego los balances estableciendo las reservas de potencia y energía

que importaría o exportaría y, finalmente, el intercambio de potencia y energía que podría realizarse en la interconexión.

3.1 ANÁLISIS EN EL SISTEMA ECUATORIANO.-

3.1.1 EXPANSION DE LA OFERTA DE POTENCIA EN EL SISTEMA ECUATORIANO.-

En los anexos de cada escenario de expansión se encuentra una tabla en el que está el resumen de la potencia instalada en cada año desagregada en potencia hidroeléctrica, termoeléctrica y total, con los porcentajes que cada una de ellas están referidas al total. En este análisis se han definido tres escenarios que son:

- a) **ESCENARIO ALTO².**- Los resultados se encuentran tabulados en cuadros en el anexo 3.1.1.a con la capacidad instalada, el año de operación y el tipo de generación de cada proyecto.

En los cuadros del anexo 3.1.1.a se puede notar lo siguiente:

- En el año 2001 no se construye ningún proyecto hidroeléctrico ni termoeléctrico.
- El año con mayor potencia instalada total será el 2008 con 594 MW, correspondientes a los proyectos San Miguel I con 404 MW y Toachi-Pilatón con 190 MW. Además es el año con mayor potencia instalada hidráulica.
- El año en el que se instalará la mayor potencia térmica será el 2002 con la ejecución del proyecto EDC con 312 MW. Además en este año se ejecutarán la mayor cantidad de proyectos.

En los gráficos del anexo 3.1.1.a se muestran en primer lugar la proyección de la potencia hidroeléctrica, termoeléctrica y total instalada en el Ecuador.

² Para este escenario se ha tomado todos los proyectos de generación que inicialmente tomo en cuenta el CONELEC hasta el año 1999 y los proyectos que están en el actual Plan de Electricidad 2000 del CONELEC.

Cuadro N° 3.1 "Proyección de la Pot. Inst en Ecuador (Esc. Alto)"

POTENCIA	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Termoeléctrica	2001-2003	Creciente	1255	1837	582	46
	2003-2010	Estable	1837	1837	0	0
Hidroeléctrica	2001-2010	Creciente	1690	4286	2596	154
Total	2001-2010	Creciente	2945	6123	3178	108

Cuadro N° 3.2 "[%] Proyección de Pot. Inst en Ecuador (Esc. Alto)"

POTENCIA	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Termoeléctrica	2001-2003	Creciente	43	50	+7
	2003-2010	Decreciente	50	30	-20
Hidroeléctrica	2001-2003	Decreciente	57	50	-7
	2003-2010	Creciente	50	70	+20

- b) **ESCENARIO MEDIO³**.- Los resultados se encuentran tabulados en cuadros en el anexo 3.1.1.b con la capacidad instalada, el año de operación y el tipo de generación de cada proyecto.

En los cuadros del anexo 3.1.1.b se puede notar lo siguiente:

- En el año 2001, 2005, 2007, 2008, 2009 y 2010 no se construye ningún proyecto hidroeléctrico ni termoeléctrico. En 6 de los 10 años no se ejecuta nada, solamente en el 40% del período hay implantaciones.
- El año con mayor potencia instalada total será el 2003 con 382 MW, correspondientes a los proyectos EDC III con 112 MW y Termoriente con 270 MW. Además es el año con mayor potencia instalada térmica.
- El año donde se instalará la mayor potencia hidráulica será el 2004 con la ejecución del proyecto San Francisco con 230 MW.

³ Este escenario ha tomado en cuenta solamente a los proyectos que están en el actual Plan de Electricidad 2000 del CONELEC.

- En el año 2003 se realizarán 2 proyectos, que es el mayor número ejecutado en todo el período.

En los gráficos del anexo 3.1.1.b se muestran las proyecciones de la potencia hidroeléctrica, termoeléctrica y total instalada en el Ecuador.

Cuadro N° 3.3 "Proyección de la Potencia Inst en Ecuador (Esc. Medio)"

POTENCIA	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Termoeléctrica	2001-2003	Creciente	1255	1837	582	46
	2003-2010	Estable	1837	1837	0	0
Hidroeléctrica	2001-2003	Creciente	1690	2100	410	24
	2003-2010	Estable	2100	2100	0	0
Total	2001-2003	Creciente	2945	3937	992	37
	2003-2010	Estable	3937	3937	0	0

Cuadro N° 3.4 "[%] Proyección de Pot. Inst en Ecuador (Esc. Medio)"

POTENCIA	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Termoeléctrica	2001-2003	Creciente	43	52	+9
	2003-2010	Decreciente	52	47	-5
Hidroeléctrica	2001-2003	Decreciente	57	48	-9
	2003-2010	Creciente	48	53	+5

- c) **ESCENARIO BAJO⁴**. - Los datos de este escenario constan en el anexo 3.1.1.c con la potencia instalada en cada año desagregada en potencia hidroeléctrica, termoeléctrica y total, con los porcentajes que cada una de ellas están referidas al total.

En los gráficos del anexo 3.1.1.c se muestra, en primer lugar, la proyección de la potencia hidroeléctrica, termoeléctrica y total instalada en el Ecuador. Cada una de ellas se mantiene constante en el período de estudio. La potencia

⁴ Para este escenario no se ha tomado en cuenta ninguno de los proyectos de generación.

termoeléctrica se mantiene en 1255 MW. La potencia hidroeléctrica es constante con 1690 MW y la potencia total que es la suma de las dos curvas también es constante en 2945 MW. En segundo lugar se muestra el gráfico del porcentaje de cada una de las potencias con respecto a la potencia total. El porcentaje de potencia hidráulica se mantiene invariable durante todo el período en 57%. Complementariamente el porcentaje de potencia térmica es invariable en todo el período en 43%. La potencia instalada hidráulica es mayor que la térmica.

3.1.2 EXPANSION DE LA OFERTA DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ECUATORIANO.-

1) DATOS REFERENCIALES.-

En base a los datos anteriormente categorizados en el numeral 3.1.1 y datos estimados por el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) en el "Plan de Operación del MEM, Abril/2000 – Marzo/2001" se realizó la proyección de la producción anual de energía eléctrica para los escenarios Alto y Medio. Además se verificó la producción de cada nueva central con una simulación realizada en el programa SUPER prestado por el OLADE-ECUADOR. Fueron estimados en un escenario denominado por el CENACE como de "hidrología lluviosa con una probabilidad del 10% anual" en ella se considera la disponibilidad de la energía eléctrica en cada una de las centrales. A partir de estos datos y referencias se ha realizado las proyecciones que se muestran en los anexos 3.1.2.a y 3.1.2.b

2) METODOLOGÍA PARA LA EXPANSIÓN DE LA OFERTA DE ENERGÍA.-

En los anexos 3.1.2.a y 3.1.2.b se muestra un cuadro con los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, con el nombre y la potencia efectiva del proyecto en cada uno de los años en el período 2000 – 2010. En cada año se ha dividido los proyectos hidroeléctricos y los proyectos termoeléctricos pero se han considerado diversos aspectos para cada uno de ellos para su producción de energía. En primer lugar se ha considerado la potencia efectiva de cada central

que corresponde al 92% de la potencia instalada, o sea el 8% se ha considerado la potencia para su propio consumo. En segundo lugar están las horas de trabajo por día. Para las centrales térmicas se ha tomado en cuenta que trabajan 24 horas al día, pues todas las centrales utilizan turbinas: a gas, a vapor y de ciclo combinado (debido a su largo proceso de encendido y apagado se utilizan como centrales de base). Mientras tanto en las centrales hidráulicas se ha considerado que en su primer año de instalación trabajan solamente 8 horas diarias debido a su fase de pruebas, a partir de su segundo año trabajan las 24 horas. Finalmente, se ha considerado los días por año de trabajo de la central: para todas las centrales hidráulicas han sido ajustados los períodos de tiempo de tal forma que la producción de energía se ajusta a los resultados de la simulación en el programa SUPER de OLADE-ECUADOR; para las centrales térmicas que son turbinas a gas, vapor y ciclo combinado se considera que debido a su disminución en los costos de operación y mantenimiento (bajo costo del combustible, gas natural y residuos de refinación del petróleo), entrarían a competir en producción con las hidráulicas y trabajarían 330 días, el 90% de los días del año.

En el siguiente cuadro se muestra los días de trabajo promedio por año para la producción de energía eléctrica anual de acuerdo al tipo de central:

**CUADRO N° 3.5 DIAS DE TRABAJO PROMEDIO EN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ANUAL
ECUADOR**

TIPO DE CENTRAL	Días de trabajo por año
Hidroeléctrica	200 – 285
Termoeléctrica (TG ò TV)	330

Los días promedio de trabajo continuo de las centrales hidroeléctricas dependerá de la zona donde se encuentre la central, de los períodos de mantenimiento, del comportamiento hidrológico de la cuenca que lo alimenta.

3) ESCENARIOS DE OFERTA DE ENERGÍA.-

De igual forma que en el análisis de la potencia, se tomarán los mismos tres escenarios. En la proyección de la producción de energía de cada central o proyecto se indicará su potencia efectiva, las horas promedio que trabaja en el día, los días promedio de trabajo continuo en un año y finalmente la energía promedio anual expresada en GWh.

- a) ESCENARIO ALTO⁵.- La proyección de la producción de energía anual se encuentra tabulada en cuadros en el anexo 3.1.2.a categorizados de acuerdo al año de operación y el tipo de generación de cada proyecto.

Los cuadros del anexo 3.1.2.a muestran ciertas particularidades que son enunciadas a continuación:

- En el año 2008 se adiciona al sistema la cantidad más grande de producción de energía eléctrica, 3400 GWh. Como todas las centrales son hidráulicas, este año es, también, el mayor productor de energía eléctrica de origen hidroeléctrico.
- Solamente en el año 2001 no hay ninguna adición de energía.
- Los aumentos en la producción de energía de origen termoeléctrico tienen su punto más alto en el año 2002, con la adición de 2270 GWh engendrados por el proyecto EDC que cuenta con turbinas de ciclo combinado.

En los gráficos del anexo 3.1.2.a se muestra la proyección de la producción de energía hidroeléctrica, termoeléctrica y total instalada en el Ecuador.

⁵ Para este escenario se ha tomado todos los proyectos de generación que inicialmente tomo en cuenta el CONELEC hasta el año 1999 y los proyectos que están en el actual Plan de Electricidad 2000 del CONELEC

Cuadro N° 3.6 “Proyección de Energía en Ecuador (Esc. Alto)”

PRODUCCIÓN	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Termoeléctrica	2001-2003	Creciente	6909	11150	4241	61
	2003-2010	Estable	11150	11150	0	0
Hidroeléctrica	2001-2010	Creciente	7204	22618	15454	214
Total	2001-2010	Creciente	14113	33768	19655	139

Cuadro N° 3.7 “[%] Proyección de energía en Ecuador (Esc. Alto)”

POTENCIA	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Termoeléctrica	2001-2003	Creciente	49	58	+9
	2003-2010	Decreciente	58	33	-25
Hidroeléctrica	2001-2003	Decreciente	51	42	-9
	2003-2010	Creciente	42	67	+25

Al final la producción de energía hidroeléctrica va a ser muy importante y relevante para este escenario.

- b) **ESCENARIO MEDIO⁶**.- La proyección se encuentra tabulada en el anexo 3.1.2.b categorizados de acuerdo al año de operación y el tipo de generación de cada proyecto.

Se nota algunas particularidades observando los cuadros del anexo 3.1.2.b de producción de energía:

- En el año 2003 se adiciona al sistema la cantidad más grande de producción de energía eléctrica, 2830 GWh, ya que entran a trabajar las centrales térmicas Termoriente y la fase III del proyecto EDC. Este año es, también, el mayor productor de energía eléctrica de origen termoeléctrico.
- En los años 2001, 2008, 2009 y 2010 no hay ninguna adición de energía.

⁶ Para este escenario se ha tomado en cuenta solamente a los proyectos que están en el actual Plan de Electricidad 2000 del CONELEC.

- Los aumentos en la producción de energía de origen hidroeléctrico tienen su punto más alto en el año 2005, con la adición de 975 GWh engendrados por el proyecto San Francisco en su operación normal.

En los gráficos del anexo 3.1.2.b se muestra la proyección de la producción de energía hidroeléctrica, termoeléctrica y total instalada en el Ecuador.

Cuadro N° 3.8 "Proyección de energía en Ecuador (Esc. Medio)"

PRODUCCIÓN	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Termoeléctrica	2001-2003	Creciente	6909	11192	4203	62
	2003-2010	Estable	11192	11192	0	0
Hidroeléctrica	2001-2007	Creciente	7204	9462	2258	31
	2007-2010	Estable	9462	9462	0	0
Total	2001-2007	Creciente	14113	20654	6541	46
	2007-2010	Estable	20654	20654	0	0

Cuadro N° 3.9 "[%] Proyección de energía en Ecuador (Esc. Medio)"

POTENCIA	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Termoeléctrica	2001-2003	Creciente	49	61	+12
	2003-2010	Decreciente	61	54	-7
Hidroeléctrica	2001-2003	Decreciente	51	39	-12
	2003-2010	Creciente	39	46	+7

Al final la producción de energía termoeléctrica pasa a ser mayoritaria en el sistema, para este escenario.

- c) ESCENARIO BAJO⁷.- La proyección está en el anexo 3.1.2.c con la tabla en el que está el resumen de la producción de energía desagregada en energía hidroeléctrica, termoeléctrica y total, con los porcentajes que cada una de ellas están referidas al total.

⁷ Para este escenario no se ha tomado en cuenta ninguno de los proyectos de generación.

En los gráficos del anexo 3.1.2.c se muestran en primer lugar la proyección de la producción de energía hidroeléctrica, termoeléctrica y total instalada en el Ecuador. Cada una de ellas se mantiene constante en el período de estudio. La energía termoeléctrica se mantiene en 6900 GWh. La energía hidroeléctrica es constante con 7200 GWh y la producción de energía eléctrica total que es la suma de las dos curvas también es constante en 14100 GWh. En segundo lugar se muestra el gráfico del porcentaje de cada una de las producciones de energía con respecto a la producción de energía eléctrica total. El porcentaje de energía hidráulica se mantiene invariable durante todo el período en 51%. Complementariamente el porcentaje de energía térmica es invariable en todo el período en 49%. La producción de energía hidráulica es ligeramente mayor que la térmica.

3.1.3 BALANCE DE POTENCIA EN EL SISTEMA ECUATORIANO.-

En los anexos 3.1.3.a, 3.1.3.b y 3.1.3.c se muestran los cuadros con los datos de demanda, potencia instalada u oferta y la reserva que se analiza para el Ecuador en tres escenarios iniciales de demanda y oferta: Escenario Alto, escenario Medio, escenario Bajo, cada uno con su correspondiente escenario de demanda y oferta. En los anexos 3.1.3.d, 3.1.3.e y 3.1.3.f se muestran los mismos datos con los tres restantes escenarios: Demanda Mayor – Oferta Menor, Demanda Mayor – Oferta Media y Demanda Media - Oferta Menor, cada uno de ellos tiene mayores posibilidades de realizarse que otras posibles combinaciones como pudieran ser: Demanda Menor – Oferta Mayor o Demanda Media – Oferta Mayor, en las cuales se subestima la demanda y se sobrevalúa la oferta.

Todas las magnitudes están expresadas en megavatios y la reserva se la ha relacionado con la oferta y expresada en porcentaje, este parámetro definirá la situación del país respecto a su potencia instalada. Todas ellas están referidas con respecto a la barra de generación.

El primer gráfico del anexo permite observar todos los datos: demanda, oferta (potencia instalada) y reserva en MW para barras de generación en el período del 2001 al 2010.

El segundo gráfico muestra la reserva expresada en porcentaje respecto a la oferta.

Se comentará los resultados de cada uno de los seis escenarios de este balance de potencia:

a) ESCENARIO ALTO⁸.-

La proyección se muestra en el anexo 3.1.3.a.

Cuadro N° 3.10 "Balance de potencia. Ecuador (Esc. Alto)"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Demanda Alta	2001-2010	Creciente	2413	4187	1774	74
Oferta Alta	2001-2010	Creciente	2945	6123	3178	108
Reserva	2001-2010	Creciente	532	1936	1404	264

Cuadro N° 3.11 "Reserva de Potencia [%] Ecuador (Esc. Alto)"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2008	Creciente	18	35	+17
	2008-2010	Decreciente	35	32	-3

En resumen el balance de potencia para un escenario alto en el sistema ecuatoriano permite decir que en promedio se tiene una reserva de 28% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Basados en esta proyección se pronosticaría que el Ecuador se mantiene con una reserva de potencia que podría solventar ciertos retiros del parque generador. En valor promedio la reserva en todo el período de estudio es de 1317 MW.

⁸ Esta basado en los correspondientes escenarios altos de demanda y oferta de potencia del Ecuador.

b) ESCENARIO MEDIO⁹.-

La proyección se muestra en el anexo 3.1.3.b.

Cuadro N° 3.12 "Balance de potencia. Ecuador (Esc. Medio)"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Demanda Media	2001-2010	Creciente	2259	3615	1356	60
Oferta Media	2001-2010	Creciente	2945	3937	992	34
Reserva	2001-2006	Creciente	686	1004	318	46
	2006-2010	Decreciente	1004	322	-682	-68

Cuadro N° 3.13 "Reserva de Potencia [%] Ecuador (Esc. Medio)"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2006	Creciente	23	25	+2
	2006-2010	Decreciente	25	8	-17

En resumen el balance de potencia para un escenario medio en el sistema ecuatoriano permite decir que en promedio se tiene una reserva de 22% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Basados en esta proyección se pronosticaría que se podría llegar a situaciones de restricciones de potencia entre los años 2008 y 2010, pues se tiene una reserva menor al 20% y en el resto del período el Ecuador se mantiene con una reserva de potencia que podría solventar ciertos retiros del parque generador. En valor promedio la reserva en todo el período de estudio es de 794 MW.

c) ESCENARIO BAJO¹⁰.-

Es un escenario en el cual se puede observar hasta cuando el Ecuador podría proveerse de potencia en el caso de no haber ninguna ampliación al parque generador. La proyección se muestra en el anexo 3.1.3.c.

⁹ Esta basado en los correspondientes escenarios medios de demanda y oferta de potencia del Ecuador.

¹⁰ Esta basado en los correspondientes escenarios menores de demanda y oferta de potencia del Ecuador.

Cuadro N° 3.14 "Balance de potencia. Ecuador (Esc. Bajo)"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Demanda Menor	2001-2010	Creciente	2061	3005	944	46
Oferta Menor	2001-2010	Estable	2945	2945	0	0
Reserva	2001-2010	Decreciente	884	-60	-944	-107

Cuadro N° 3.15 "Reserva de Potencia [%] Ecuador (Esc. Bajo)"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2010	Decreciente	30	-2	-32

En resumen el balance de potencia para un escenario menor o bajo en el sistema ecuatoriano permite decir que en promedio se tiene una reserva de 15% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Basados en esta proyección se pronosticaría que se podría llegar a situaciones de restricciones de potencia desde el año 2005 (reserva menor al 20%) y en el resto del período, el Ecuador podría solventar ciertos retiros del parque generador de potencia, muy pequeños. En el año 2010, cuando se tiene una reserva de potencia negativa el sistema de potencia ecuatoriano no podría funcionar en las horas de demanda máxima pues no alcanzaría a cubrirla. En valor promedio la reserva en todo el período de estudio es de 439 MW.

d) ESCENARIO DEMANDA MAYOR – OFERTA MENOR¹¹.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.1.3.a.

¹¹ Para este escenario se ha tomado los datos del Ecuador de demanda de potencia en un escenario alto o mayor con la oferta de potencia en un escenario menor o bajo.

Cuadro N° 3.16 "Balance de potencia. Ecuador (Esc. Demay - Ofemen)"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Demanda Mayor	2001-2010	Creciente	2413	4187	1774	74
Oferta Menor	2001-2010	Estable	2945	2945	0	0
Reserva	2001-2010	Decreciente	532	-1242	-1744	-333

Cuadro N° 3.17 "Reserva de Potencia [%] Ecuador (Esc. Demay - Ofemen)"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2010	Decreciente	18	-42	-60

En resumen, el balance de potencia, para un escenario de "Demanda Mayor – Oferta Menor" en el sistema ecuatoriano permite decir que en promedio se tiene una reserva de -9% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación, para todo el periodo de estudio. Basados en esta proyección se pronosticaría que se podría llegar a un déficit total de potencia desde el año 2005 hasta el final del período (reserva negativa); por otra parte, el Ecuador se mantiene con una reserva de potencia que podría solventar ciertos retiros de centrales del parque generador hasta el año 2004. En valor promedio la reserva en todo el período de estudio es de -274 MW, es decir, el Ecuador no tiene reservas de potencia.

e) ESCENARIO DEMANDA MAYOR – OFERTA MEDIA¹².-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.1.3.e.

Cuadro N° 3.18 "Balance de potencia. Ecuador (Esc. Demay - Ofemed)"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Demanda Mayor	2001-2010	Creciente	2413	4187	1774	74
Oferta Media	2001-2006	Creciente	2945	3937	992	34
	2006-2010	Estable	3937	3937	0	0
Reserva	2001-2004	Creciente	532	868	336	63
	2004-2010	Decreciente	868	-250	-1118	-129

¹² Para este escenario se ha tomado los datos del Ecuador de demanda de potencia en un escenario alto o mayor con la oferta de potencia en un escenario medio.

Cuadro N° 3.19 "Reserva de Potencia [%] Ecuador (Esc. Demay - Ofemed)"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	%	%	%
			INICIAL	FINAL	INCREM.
% Reserva	2001-2004	Creciente	18	23	+5
	2004-2010	Decreciente	23	-6	-29

En resumen el balance de potencia, para un escenario de "Demanda Mayor – Oferta Media" en el sistema ecuatoriano permite decir que en promedio se tiene una reserva de 13% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación, para todo el periodo de estudio. Basados en esta proyección se pronosticaría que se podría llegar a un déficit total de potencia en el año 2009, el Ecuador se mantiene con una reserva de potencia que podría solventar ciertos retiros de centrales del parque generador hasta el año 2008. En valor promedio la reserva en todo el período de estudio es de 463 MW, es decir, el Ecuador tendría la reserva de una central de gran capacidad.

f) ESCENARIO: DEMANDA MEDIA – OFERTA MENOR¹³.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.1.3.f.

Cuadro N° 3.20 "Balance de potencia. Ecuador (Esc. Demed - Ofemen)"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCRE MENTO [MW]	% INCREM.
Demanda Media	2001-2010	Creciente	2259	3615	1356	60
Oferta Menor	2001-2010	Estable	2945	2945	0	0
Reserva	2001-2010	Decreciente	686	-670	-1356	-198

Cuadro N° 3.21 "Reserva de Potencia [%] Ecuador (Esc. Demed - Ofemen)"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	%	%	%
			INICIAL	FINAL	INCREM.
% Reserva	2001-2010	Decreciente	23	-23	-46

¹³ Para este escenario se ha tomado los datos del Ecuador de demanda de potencia en un escenario medio con la oferta de potencia en un escenario menor o bajo.

En resumen el balance de potencia, para un escenario de "Demanda Media – Oferta Menor" en el sistema ecuatoriano permite decir que en promedio se tiene una reserva de 2% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación, para todo el periodo de estudio. Basados en esta proyección se pronosticaría que se podría llegar a un déficit total de potencia desde el año 2007 hasta el final del periodo; el Ecuador se mantiene con una reserva de potencia que podría solventar ciertos retiros de centrales del parque generador hasta el año 2005. En valor promedio la reserva en todo el período de estudio es de 57 MW, es decir, el Ecuador no tiene prácticamente reserva de potencia.

3.1.4 BALANCE DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ECUATORIANO.-

En los anexos 3.1.4.a, 3.1.4.b, 3.1.4.c se muestran los cuadros con los datos de demanda, producción de energía eléctrica u oferta y la reserva de energía que se analiza en este balance de energía para el Ecuador en 3 escenarios correspondientes de demanda y oferta: Escenario Mayor o Alto, Escenario Medio y Escenario Menor o Bajo. En los anexos 3.1.4.d, 3.1.4.e y 3.1.4.f están los mismos datos definidos anteriormente pero para los restantes tres escenarios: Demanda Mayor – Oferta Menor, Demanda Mayor – Oferta Media y Demanda Media - Oferta Menor, cada uno de ellos tiene mayores posibilidades de realizarse que otras posibles combinaciones como pudieran ser: Demanda Menor – Oferta Mayor o Demanda Media – Oferta Mayor, en las cuales se subestima la demanda y se sobrevalúa la oferta.

Hay una disponibilidad de energía que sobrepasa a la demanda, este exceso es una reserva de energía. Esta "supuesta reserva" sería la energía que podría generar en exceso el Ecuador y estaría en posibilidad de venderla a través de una interconexión. Todas las magnitudes están expresadas en gigavatios-hora y la reserva se ha relacionado con la oferta y se ha expresado en porcentaje, este último parámetro definirá la situación del país respecto a su producción de energía eléctrica. Todos los datos están referidos con respecto a la barra de generación.

El primer gráfico del anexo permite observar todos los datos: demanda, oferta (producción de energía eléctrica anual) y reserva en GWh en el periodo del 2001 al 2010.

El segundo gráfico muestra la reserva expresada en porcentaje respecto a la oferta.

Se mostrará las principales particularidades que se dan en cada uno de los seis escenarios definidos:

a) ESCENARIO ALTO¹⁴.-

La proyección se muestra en el anexo 3.1.4.a.

Cuadro Nº 3.22 "Balance de Energía. Ecuador (Esc. Alto)"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Demanda Alta	2001-2010	Creciente	12844	23262	10418	81
Oferta Alta	2001-2010	Creciente	14113	33810	19697	140
Reserva	2001-2010	Creciente	1269	10548	9279	731

Cuadro Nº 3.23 "Reserva de Energía [%] Ecuador (Esc. Alto)"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2003	Creciente	9	24	+15
	2003-2006	Decreciente	24	22	-2
	2006-2010	Creciente	22	31	+9

En resumen, el balance de energía en el sistema ecuatoriano en el escenario alto permite decir que en promedio se tiene una reserva de 23% con respecto a la oferta o producción de energía eléctrica neta. La energía eléctrica en el sistema ecuatoriano está con un buen índice de confiabilidad de su sistema, pudiendo proveer energía en caso de algún decaimiento en su producción de energía

¹⁴ Esta basado en los correspondientes escenarios altos de demanda y oferta de energía del Ecuador.

eléctrica o enviar a un sistema eléctrico vecino a través de una interconexión eléctrica. En valor promedio la reserva de energía eléctrica en todo el período de estudio es de 5895 GWh/año.

b) ESCENARIO MEDIO¹⁵.-

La proyección se muestra en el anexo 3.1.4.b.

Cuadro N° 3.24 "Balance de Energía. Ecuador (Esc. Medio)"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Demanda Media	2001-2010	Creciente	12004	20058	8054	67
Oferta Media	2001-2007	Creciente	14113	20654	6541	46
	2007-2010	Estable	20654	20654	0	0
Reserva	2001-2003	Creciente	2109	4976	2867	136
	2003-2010	Decreciente	4976	596	-1380	-88

Cuadro N° 3.25 "Reserva de Energía [%] Ecuador (Esc. Medio)"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2003	Creciente	15	27	+12
	2003-2010	Decreciente	27	3	-24

En resumen, el balance de energía en el sistema ecuatoriano en un escenario medio permite decir que en promedio se tiene una reserva de 17% con respecto a la oferta o producción de energía eléctrica neta. La energía eléctrica en el sistema ecuatoriano tiene un mal índice de confiabilidad (menor al 20%) de su sistema; en los años 2009 y 2010 la producción de energía va a ser tan puntual que cualquier inconveniente acarrearía restricciones en el servicio de la energía, en el resto del período podría proveer energía en caso de alguna salida de alguna central. En valor promedio la reserva de energía eléctrica en todo el período de estudio es de 3267 GWh/año.

¹⁵ Esta basado en los correspondientes escenarios medios de demanda y oferta de energía del Ecuador.

c) ESCENARIO BAJO¹⁶.-

Es un escenario en el cual permite observar si no existe ninguna adición de energía al sistema hasta cuando el Ecuador podría proveerse de energía. La proyección se muestra en el anexo 3.1.4.c.

Cuadro N° 3.26 "Balance de Energía. Ecuador (Esc. Bajo)"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCRE MENTO [GWh]	% INCREM.
Demanda Menor	2001-2010	Creciente	10923	16396	5473	50
Oferta Menor	2001-2010	Estable	14113	14113	0	0
Reserva	2001-2010	Decreciente	3190	-2283	-5473	-172

Cuadro N° 3.27 "Reserva de Energía [%] Ecuador (Esc. Bajo)"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2010	Decreciente	23	-16	-39

En resumen, el balance de energía en el sistema ecuatoriano, en el escenario bajo, permite decir que en promedio se tiene una reserva de 4% con respecto a la oferta o producción de energía eléctrica neta. La energía eléctrica en el sistema ecuatoriano tiene un pésimo índice de confiabilidad de su sistema; desde el año 2007 hasta el final del período la producción de energía no cubriría para el funcionamiento adecuado del sistema pues hay índices negativos de reserva, en estos años se haría imprescindible el incorporar nuevas centrales o una interconexión eléctrica para importar energía eléctrica desde los sistemas eléctricos vecinos; en el resto del período podría proveer energía en caso de alguna salida de una central de pequeña capacidad, aunque en los años 2005 y 2006 sus reservas de energía no sirvan talvez para esta función. En valor promedio la reserva de energía eléctrica en todo el período de estudio es de 622 GWh.

¹⁶ Esta basado en los correspondientes escenarios menores de demanda y oferta de energía del Ecuador.

d) ESCENARIO DEMANDA MAYOR – OFERTA MENOR¹⁷.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.1.4.d.

Cuadro N° 3.28 “Balance de Energía. Ecuador. Esc. Demay - Ofemen”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Demanda Mayor	2001-2010	Creciente	12844	23262	10418	81
Oferta Menor	2001-2010	Estable	14113	14113	0	0
Reserva	2001-2010	Decreciente	1269	-9149	-10418	-210

Cuadro N° 3.29 “Reserva de Energía [%] Ecuador. Esc. Demay - Ofemen”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2010	Decreciente	9	-65	-74

En resumen, el balance de energía para un escenario de “Demanda Mayor – Oferta Menor” en el sistema ecuatoriano permite decir que en promedio se tiene una reserva de -24% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica del país, para todo el periodo de estudio. Basados en esta proyección se pronosticaría que se podría llegar a un déficit total de energía eléctrica desde el año 2003 hasta el final del período, el Ecuador se mantendría con una reserva de energía que podría solventar pocos retiros de centrales del parque generador hasta el año 2002. En valor promedio la reserva en todo el período de estudio es de -3456 GWh/año, es decir, el país presenta un terrible déficit de energía eléctrica para satisfacer la demanda nacional.

¹⁷ Para este escenario se ha tomado los datos del Ecuador de demanda de energía en un escenario alto o mayor con la oferta de energía producida en un escenario menor o bajo.

e) ESCENARIO DEMANDA MAYOR – OFERTA MEDIA¹⁸.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.1.4.e.

Cuadro N° 3.30 “Balance de Energía. Ecuador (Esc. Demay - Ofemed)”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Demanda Mayor	2001-2010	Creciente	12844	23262	10418	81
Oferta Media	2001-2007	Creciente	14113	20654	6541	46
	2007-2010	Estable	20654	20654	0	0
Reserva	2001-2003	Creciente	1269	3768	2499	197
	2003-2010	Decreciente	3768	-2608	-6376	-169

Cuadro N° 3.31 “Reserva de Energía [%] Ecuador (Esc. Demay - Ofemed)”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2003	Creciente	9	20	+11
	2003-2010	Decreciente	20	-13	-33

En resumen, el balance de energía para un escenario de “Demanda Mayor – Oferta Media” en el sistema ecuatoriano permite decir que en promedio se tiene una reserva de 8% con respecto a la oferta o producción de energía eléctrica. Basados en esta proyección se pronosticaría que el país llegaría a un déficit total de energía desde el año 2009, el Ecuador se mantiene con una reserva de energía que podría solventar ciertos retiros de centrales del parque generador hasta el año 2008. En valor promedio la reserva en todo el período de estudio es de 1388 GWh/año, es decir, el Ecuador tiene reservas de energía que equivaldrían a la producción anual de una central de mediana capacidad.

¹⁸ Para este escenario se ha tomado los datos del Ecuador de demanda de energía en un escenario alto o mayor con la oferta de energía en un escenario medio.

f) ESCENARIO: DEMANDA MEDIA – OFERTA MENOR¹⁹.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.1.4.f.

Cuadro N° 3.32 “Balance de Energía. Ecuador. Esc. Demed - Ofemen”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCRE MENTO [GWh]	% INCREM.
Demanda Media	2001-2010	Creciente	12004	20058	8054	67
Oferta Menor	2001-2010	Estable	14113	14113	0	0
Reserva	2001-2010	Decreciente	2109	-5945	-8054	-382

Cuadro N° 3.33 “Reserva de Energía [%] Ecuador. Esc. Demed - Ofemen”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2010	Decreciente	15	-42	-57

En resumen el balance de energía, para un escenario de “Demanda Media – Oferta Menor” en el sistema ecuatoriano permite decir que en promedio se tiene una reserva de -11% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica, para todo el periodo de estudio. Basados en esta proyección se pronosticaría que se podría llegar a un déficit total de energía desde el año 2004 hasta el final del período; el Ecuador se mantiene con una reserva de energía que podría solventar ciertos retiros de centrales del parque generador hasta el año 2003. En valor promedio la reserva en todo el período de estudio es de -1577 GWh, es decir, el país tiene un déficit de energía que no le permitiría cubrir la demanda nacional.

3.1.5 POTENCIA TRANSFERIBLE DEL SISTEMA ECUATORIANO.-

En los anexos 3.1.5.a, 3.1.5.b, 3.1.5.c, 3.1.5.d, 3.1.5.e y 3.1.5.f se muestran los cuadros los siguientes datos:

- La oferta de potencia del país en los escenarios mayor, medio y menor.

¹⁹ Para este escenario se ha tomado los datos del Ecuador de demanda de energía en un escenario medio con la oferta de energía eléctrica en un escenario menor o bajo.

- La reserva de potencia instalada total que ha sido llamada "reserva pot. total"
- La reserva de potencia instalada del país que corresponde a la reserva que se ha considerado para suplir de casos de emergencia, denominada "reserva país". Se ha tomado como criterio el 10% de la oferta de potencia instalada. Los peruanos estipulan el 30% de la demanda máxima de potencia efectiva y la CIER considera el 40% de la demanda máxima efectiva. Ambos criterios se han considerado exagerado pues al realizar una interconexión prevalecerá el criterio de realizar transacciones comerciales de energía a tener una excesiva reserva sin reporte de utilidades para el generador.
- La reserva de potencia instalada del país que podría transferir en la interconexión Ecuador – Perú que resulta de la sustracción de la reserva país de la reserva de potencia instalada total, se ha denominado a ésta "potencia de transferencia".
- El porcentaje que representa la potencia de transferencia con respecto a la oferta de potencia instalada del propio país.

La reserva de potencia que se analiza establecerá la potencia que podría el Ecuador transferir en la interconexión Ecuador – Perú en 6 escenarios de oferta y reserva:

- Escenario Mayor o Alto.
- Escenario Medio.
- Escenario Menor o Bajo.
- Escenario Demanda Mayor – Oferta Menor
- Escenario Demanda Mayor – Oferta Media
- Escenario Demanda Media - Oferta Menor.

Todos estos datos se tratan solamente para barra de generación, además están expresados en megavatios. El porcentaje de potencia de transferencia con respecto a la oferta de potencia definirá la situación del país respecto a cuanta potencia podría el Ecuador "comprar" o "vender" en una potencial interconexión.

En la parte inferior del cuadro está el promedio de cada uno de los datos. Mostrará una noción mas generalizada de cada parámetro en el período de estudio.

El primer gráfico de los anexos permite observar: la reserva de potencia total del país, la reserva país (el 10% de la oferta de potencia del país) y la potencia de transferencia que recibe o entrega el país, todos ellos en MW en el período del 2001 al 2010 de cada escenario determinado.

El segundo gráfico muestra la potencia de transferencia, que entrega o recibe el país, expresada en porcentaje respecto a la oferta de potencia del propio país.

Cada escenario tiene sus peculiaridades, las más importantes se detallan a continuación:

a) ESCENARIO ALTO²⁰.-

La proyección se muestra en el anexo 3.1.5.a.

Cuadro N° 3.34 "Reserva de Pot. Ecuador. Esc. Alto"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCRE MENTO [MW]	% INCREM.
Reser. Pot. total	2001-2009	Creciente	532	2009	1477	278
	2009-2010	Decreciente	2009	1936	-73	-4
Reserva País	2001-2010	Creciente	295	612	317	107
Pot. Transf.	2001-2009	Creciente	237	1415	1178	487
	2009-2010	Decreciente	1415	1324	-91	-6

Cuadro N° 3.35 "[%] (Pot. Transf./Oferta). Ecuador. Esc. Alto"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Pot. Transf.	2001-2008	Creciente	8	25	+17
	2008-2010	Decreciente	25	22	-3

²⁰ Se ha considerado los correspondientes escenarios altos de demanda y oferta de potencia del Ecuador.

En resumen la potencia de transferencia en promedio del Ecuador para un escenario alto es de 864 MW que podría entregar, lo que representa un 18% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. En todos los años hay sobrantes de potencia que engendrarían recursos para el país. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de potencia total estaría en 1317 MW. La reserva país de potencia en promedio es de 454 MW, que podría cubrir la salida de una central generadora de estimable potencia.

b) ESCENARIO MEDIO²¹.-

La proyección se muestra en el anexo 3.1.5.b.

Cuadro N° 3.36 "Reserva de Pot. Ecuador. Esc. Medio"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Reser. Pot. total	2001-2004	Creciente	686	1121	435	63
	2004-2010	Decreciente	1121	322	-799	.71
Reserva País	2001-2006	Creciente	295	394	99	33
	2006-2010	Estable	394	394	0	0
Pot. Transf.	2001-2004	Creciente	392	745	353	90
	2004-2010	Decreciente	745	-72	-817	-110

Cuadro N° 3.37 " [%] (Pot. Transf./Oferta). Ecuador. Esc. Medio"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Pot. Transf.	2001-2004	Creciente	13	20	+7
	2004-2010	Decreciente	20	-2	-22

En resumen la potencia de transferencia en promedio del Ecuador para un escenario medio es de 426 MW que podría entregar, lo que representa un 12% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Casi en todos los años hay sobrantes de potencia que el Ecuador podría entregar a través de la interconexión, excepto en el año 2010 donde se requeriría de 72 MW. La reserva

²¹ Se ha considerado los correspondientes escenarios medios de demanda y oferta de potencia del Ecuador.

promedio (en todo el período de estudio) de potencia total estaría en 794 MW. La reserva país de potencia en promedio sería de 368 MW, que podría cubrir la salida de una central generadora de mediana potencia.

c) ESCENARIO BAJO²².-

Es un escenario en el cual se puede observar cuanta potencia necesitaría importar el país ya que no se contempla ninguna ampliación al parque generador. La proyección se muestra en el anexo 3.1.5.c.

Cuadro N° 3.38 "Reserva de Pot. Ecuador. Esc. Bajo"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Reser. Pot. total	2001-2010	Decreciente	884	-60	-944	-107
Reserva País	2001-2010	Estable	295	295	0	0
Pot. Transf.	2001-2010	Decreciente	590	-355	-945	-160

Cuadro N° 3.39 " [%] (Pot. Transf./Oferta). Ecuador. Esc. Bajo"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Pot. Transf.	2001-2010	Decreciente	20	-12	-32

En resumen la potencia de transferencia en promedio del Ecuador para un escenario bajo es de 145 MW que podría entregar, lo que representa un 5% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Desde el año 2000 hasta el año 2006 hay sobrantes de potencia que el Ecuador podría entregar a través de la interconexión pero desde el año 2007 hasta el final de la década se requeriría que el Ecuador reciba de otros sistemas la potencia necesaria para el funcionamiento de su sistema de potencia. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de potencia total es de 439 MW. La reserva país de potencia en promedio sería de 295 MW, que podría cubrir la salida de una central generadora de mediana potencia o varias pequeñas centrales generadoras.

²² Se ha considerado los correspondientes escenarios menores de demanda y oferta de potencia del Ecuador.

d) ESCENARIO: DEMANDA MAYOR – OFERTA MENOR²³.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.1.5.d.

Cuadro N° 3.40 “Reserva de Pot. Ecuador. Esc. Demay - Ofemen”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Reser. Pot. total	2001-2010	Decreciente	532	-1242	-1774	-333
Reserva País	2001-2010	Estable	295	295	0	0
Pot. Transf.	2001-2010	Decreciente	237	-1537	-1774	-749

Cuadro N° 3.41 “ [%] (Pot.Transf./Oferta). Ecuador. Esc. Demay - Ofemen”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Pot. Transf.	2001-2010	Decreciente	8	-52	-60

En resumen, la potencia de transferencia, para un escenario de “Demanda Mayor – Oferta Menor” en el sistema ecuatoriano muestra en promedio que el país requiere de -568 MW, lo que representa un -19% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación (es claro que el Ecuador tendría que importar potencia). Según esta proyección se pronosticaría el intercambio de potencia desde el Perú hacia el Ecuador a partir del año 2003 hasta el final de la década; el Ecuador puede aportar potencia en la interconexión (exportar potencia al Perú) hasta el año 2002. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de potencia total estaría en -274 MW, mientras que se requiere que la reserva país de potencia en promedio sea de 295 MW, lo que indicaría la necesidad de importar potencia.

²³ Para este escenario se ha tomado los datos del Ecuador de demanda de potencia en un escenario alto o mayor con la oferta de potencia en un escenario menor o bajo.

e) ESCENARIO DEMANDA MAYOR – OFERTA MEDIA²⁴.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.1.5.e.

Cuadro N° 3.42 “Reserva de Pot. Ecuador. Esc. Demay - Ofemed”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Reser. Pot. total	2001-2004	Creciente	532	868	336	63
	2004-2010	Decreciente	868	-250	-1118	-129
Reserva País	2001-2006	Creciente	295	394	99	33
	2006-2010	Estable	394	394	0	0
Pot. Transf.	2001-2004	Creciente	237	492	255	108
	2004-2010	Decreciente	492	-644	-1136	-231

Cuadro N° 3.43 “ [%] (Pot. Transf./Oferta). Ecuador. Esc. Demay - Ofemed”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Pot. Transf.	2001-2004	Creciente	8	13	+5
	2004-2010	Decreciente	13	-16	-29

En resumen, en el escenario “Demanda Mayor – Oferta Media”, la potencia de transferencia del sistema ecuatoriano en promedio es de 94 MW que podría entregar, lo que representa un 3% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Según esta proyección se pronosticaría el intercambio de potencia desde el Perú hacia el Ecuador a partir del año 2008 hasta el final de la década; el Ecuador puede aportar potencia en la interconexión (exportar potencia al Perú) hasta el año 2007. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de potencia total estaría en 463 MW, con una reserva país de potencia en promedio de 363 MW, lo que indicaría que el país tiene la reserva de una central de mediana potencia.

²⁴ Para este escenario se ha tomado los datos del Ecuador de demanda de potencia en un escenario alto o mayor con la oferta de potencia en un escenario medio.

f) ESCENARIO: DEMANDA MEDIA – OFERTA MENOR²⁵.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.1.5.f.

Cuadro N° 3.44 “Reserva de Pot. Ecuador. Esc. Demed - Ofemen”

PARÁMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Reser. Pot. total	2001-2010	Decreciente	686	-670	-1356	-198
Reserva País	2001-2010	Estable	295	295	0	0
Pot. Transf.	2001-2010	Decreciente	392	-965	-1357	-346

Cuadro N° 3.45 “ [%] (Pot. Transf./Oferta). Ecuador. Esc. Demed - Ofemen”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Pot. Transf.	2001-2010	Decreciente	13	-33	-46

En resumen, en el escenario “Demanda Media – Oferta Menor”, la potencia de transferencia del sistema en promedio es de -237 MW, lo que representa un -8% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Desde el año 2000 hasta el año 2003 hay sobrantes de potencia que el Ecuador podría entregar a través de la interconexión pero desde el año 2005 hasta el final de la década se requeriría que el Ecuador reciba la potencia necesaria para el funcionamiento de su sistema de potencia. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de potencia total es de 57 MW. La reserva país de potencia en promedio sería de 295 MW, este índice no muestra la crítica situación de este escenario.

3.1.6 ENERGÍA TRANSFERIBLE DEL SISTEMA ECUATORIANO.-

En los anexos 3.1.6.a, 3.1.6.b, 3.1.6.c, 3.1.6.d, 3.1.6.e y 3.1.6.f. se muestran los cuadros con los siguientes datos:

²⁵ Para este escenario se ha tomado los datos del Ecuador de demanda de potencia en un escenario medio con la oferta de potencia en un escenario menor o bajo.

- La oferta de la producción de energía eléctrica anual del país en los escenarios mayor, medio y menor.
- La reserva de producción de energía eléctrica anual total. Ha sido llamada "reserva energía total". Es necesario decir que la reserva en la producción de energía no habría como tal pues no existe ningún aparato que permita "almacenar" energía. Esta "supuesta reserva" sería la energía que podría generar en exceso el Ecuador y estaría en posibilidad de venderla a través de una interconexión.
- La reserva de energía del país que corresponde a la energía residual que se ha considerado para suplir en casos de emergencia, denominada "reserva país". Se ha tomado como criterio el 5% de la oferta de la producción de energía eléctrica anual para ser una energía emergente. Es difícil establecer un criterio sobre el porcentaje que se debe guardar para considerar la energía de reserva. Se supone que la energía no tiene elementos en donde almacenarse, además en un mercado abierto a la libre oferta y demanda, los sistemas eléctricos no se preocuparán por proveer una gran reserva de energía pues se la podría obtener de otras fuentes con gran rapidez y de acuerdo a las regulaciones que regirían el mercado. Se ha estipulado como criterio que este 5% es un buen excedente en la producción para mantenerlo como reserva.
- La reserva de producción de energía eléctrica anual del país que se podría transferir en la interconexión Ecuador – Perú que resulta de la sustracción de la reserva de energía total con la reserva país de energía, se ha denominado a ésta "energía de transferencia".
- El porcentaje que representa la producción de "energía de transferencia" con respecto a la oferta de producción de energía eléctrica del propio país.

La reserva en la producción de la energía eléctrica anual que se analiza establecerá la cantidad de energía eléctrica que podría el Ecuador intercambiar en la interconexión Ecuador – Perú en seis escenarios de oferta y demanda:

- Escenario Mayor o Alto.
- Escenario Medio.
- Escenario Menor o Bajo.

- Escenario Demanda Mayor – Oferta Menor
- Escenario Demanda Mayor – Oferta Media
- Escenario Demanda Media – Oferta Menor

Todos estos datos se tratan solamente para barra de generación, además ellos están expresados en gigavatios-hora. El porcentaje de energía de transferencia con respecto a la oferta de energía definirá la situación del país respecto a cuanta energía eléctrica podría el Ecuador “comprar” o “vender” en una potencial interconexión. En la parte inferior del cuadro está el promedio de cada uno de los datos. Mostrará una noción mas generalizada de cada parámetro en el período de estudio.

El primer gráfico del anexo permite observar: la reserva de producción de energía eléctrica total del país, la reserva país (el 5% de la oferta de energía eléctrica del país) y la energía eléctrica de transferencia que recibe o entrega el país, todos ellos en GWh en el período del 2001 al 2010 de cada escenario determinado.

El segundo gráfico muestra la energía de transferencia, que entrega o recibe el país, expresada en porcentaje respecto a la oferta de producción de energía eléctrica del propio país.

Cada escenario tiene sus peculiaridades, las más importantes se detallan a continuación:

a) ESCENARIO ALTO.²⁶

La proyección se muestra en el anexo 3.1.6.a

²⁶ Se ha considerado los correspondientes escenarios altos de demanda y oferta de energía del Ecuador.

Cuadro N° 3.46 "Reserva de Energía. Ecuador (Esc. Alto)"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Reser. energ. total	2001-2010	Creciente	1269	10548	9279	731
Reserva país	2001-2010	Creciente	706	1691	985	140
Energía Transf.	2001-2010	Creciente	563	8858	8295	1473

Cuadro N° 3.47 " [%] (Energ. Transf./Oferta). Ecuador. Esc. Alto"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Energ. Transf.	2001-2003	Creciente	4	19	+15
	2004-2006	Estable	16	17	+1
	2006-2010	Creciente	17	26	+9

En resumen, la energía de transferencia en promedio del Ecuador para un escenario alto es de 4721 GWh/año que podría entregar, lo que representa un 18% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica. En todos los años hay sobrantes de energía eléctrica que engendrarían recursos para el país. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de energía total estaría en 5895 GWh/año. La reserva país de energía eléctrica en promedio es de 1173 GWh/año, que podría cubrir la salida de una central generadora de estimable potencia en un período aproximado de 10 meses.

b) ESCENARIO MEDIO²⁷.-

La proyección se muestra en el anexo 3.1.6.b.

²⁷ Se ha considerado los correspondientes escenarios medios de demanda y oferta de energía del Ecuador.

Cuadro N° 3.48 "Reserva de Energía. Ecuador. Esc. Medio"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Reser. energ. total	2001-2003	Creciente	2109	4976	2867	136
	2003-2010	Decreciente	4976	596	-4380	-88
Reserva país	2001-2007	Creciente	706	1033	327	46
	2007-2010	Estable	1033	1033	0	0
Energía Transf.	2001-2003	Creciente	1404	4056	2652	189
	2003-2010	Decreciente	4056	-436	-4492	-111

Cuadro N° 3.49 "[%] (Energ. Transf./Oferta). Ecuador. Esc. Medio"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Energ. Transf.	2001-2003	Creciente	10	22	+12
	2003-2010	Decreciente	22	-2	-24

En resumen la energía eléctrica de transferencia en promedio del Ecuador para un escenario medio es de 2319 GWh/año que podría entregar, lo que representa un 12% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica. Casi en todos los años hay sobrantes de energía eléctrica que el Ecuador podría entregar a través de la interconexión, excepto en el año 2010 donde se requeriría de 440 GWh/año que el Ecuador recibiría de otros sistemas. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de energía total estaría en 3267 GWh/año. La reserva país de energía en promedio sería de 948 GWh/año que podría cubrir la salida de una central generadora de mediana potencia en un período aproximado de 9 meses.

c) ESCENARIO BAJO²⁸.-

Es un escenario en el cual se puede observar cuanta energía necesitaría importar el país ya que no se contempla ninguna ampliación al parque generador. La proyección se muestra en el anexo 3.1.6.c.

²⁸ Se ha considerado los correspondientes escenarios menores de demanda y oferta de energía del Ecuador.

Cuadro N° 3.50 "Reserva de Energía. Ecuador. Esc. Bajo"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCRE MENTO [GWh]	% INCREM.
Reser. energ. total	2001-2010	Decreciente	3190	-2283	-5473	-172
Reserva país	2001-2010	Estable	706	706	0	0
Energía Transf.	2001-2010	Decreciente	2484	-2989	-5473	-220

Cuadro N° 3.51 " [%] (Energ. Transf./Oferta). Ecuador. Esc. Bajo"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Energ. Transf.	2001-2010	Decreciente	18	-21	-39

En resumen, la energía de transferencia en promedio del Ecuador en un escenario bajo es de -84 GWh/año que tendría que recibir, lo que representa un 1% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica. Desde el año 2000 hasta el año 2005 hay sobrantes de energía eléctrica que el Ecuador podría entregar a través de la interconexión pero desde el año 2006 hasta el final de la década se requeriría que el Ecuador reciba del Perú la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de su sistema de potencia. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de producción de energía total estaría en 622 GWh/año. La reserva país de energía en promedio sería de 706 GWh/año, que podría cubrir la salida de una central generadora de mediana potencia por unos 6 meses o varias pequeñas centrales generadoras por 3 meses.

d) ESCENARIO: DEMANDA MAYOR – OFERTA MENOR²⁹.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.1.6.d

²⁹ Para este escenario se ha tomado los datos del Ecuador de demanda de energía eléctrica en un escenario alto o mayor con la oferta de producción de energía eléctrica anual en un escenario menor o bajo.

Cuadro N° 3.52 "Reserva de Energía. Ecuador. Esc. Demay - Ofemen"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCRE MENTO [GWh]	% INCREM.
Reser. energ. total	2001-2010	Decreciente	1269	-9149	-10418	-821
Reserva país	2001-2010	Estable	706	706	0	0
Energía Transf.	2001-2010	Decreciente	563	-9855	-10418	-1850

Cuadro N° 3.53 "[%] (Energ. Transf./Oferta). Ecuador. Esc. Demay - Ofemen"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Energ. Transf.	2001-2010	Decreciente	4	-70	-74

En resumen, en el escenario "Demanda Mayor – Oferta Menor", la energía de transferencia en promedio del Ecuador es de -4162 GWh/año, lo que representa un -29% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica. Entre los años 2000 y 2001, el país podría "exportar" energía eléctrica a la interconexión (Perú) pero a partir del año 2002 hasta el final del periodo, el país tendría que "importar" energía eléctrica para satisfacer a su demanda nacional. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de energía total estaría en -3456 GWh/año, es decir, el Ecuador no poseería la suficiente cantidad de energía eléctrica para suplir a su mercado nacional.

e) ESCENARIO DEMANDA MAYOR – OFERTA MEDIA³⁰.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.1.6.e

³⁰ Para este escenario se ha tomado los datos del Ecuador de demanda de energía eléctrica anual en un escenario alto o mayor con la oferta de producción de energía eléctrica anual en un escenario medio.

Cuadro Nº 3.54 "Reserva de Energía. Ecuador. Esc. Demay - Ofemed"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR	VALOR	INCRE	%
			INICIAL [GWh]	FINAL [GWh]	MENTO [GWh]	INCREM.
Reser. energ. total	2001-2003	Creciente	1269	3768	2499	197
	2003-2010	Decreciente	3768	-2608	-6376	-169
Reserva país	2001-2007	Creciente	706	1033	327	46
	2007-2010	Estable	1033	1033	0	0
Energía Transf.	2001-2003	Creciente	563	2849	2286	406
	2003-2010	Decreciente	2849	-3640	-6489	-228

Cuadro Nº 3.55 "[%] (Energ. Transf./Oferta). Ecuador. Esc. Demay - Ofemed"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	%	%	%
			INICIAL	FINAL	INCREM.
% Energ. Transf.	2001-2003	Creciente	4	15	+11
	2003-2010	Decreciente	15	-18	-33

En resumen, en el escenario "Demanda Mayor – Oferta Media", la energía eléctrica de transferencia en promedio del Ecuador es de 440 GWh/año que podría entregar a la interconexión, lo que representa un 3% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica. Desde el año 2000 hasta el año 2007, el Ecuador podría "exportar" energía eléctrica al Perú; desde el año 2007 hasta el final de la década el Ecuador necesitaría "importar" energía eléctrica. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de energía total estaría en 1388 GWh/año. La reserva país de energía en promedio sería de 948 GWh/año que podría cubrir la salida de una central generadora de mediana potencia en un período aproximado de 9 meses.

f) ESCENARIO: DEMANDA MEDIA – OFERTA MENOR³¹.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.1.6.f.

³¹ Para este escenario se ha tomado los datos de demanda de energía eléctrica anual del Ecuador en un escenario medio con la oferta de producción de energía eléctrica anual en un escenario menor o bajo.

Cuadro N° 3.56 "Reserva de Energía. Ecuador. Esc. Demed - Ofemen"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR	VALOR	INCRE	%
			INICIAL [GWh]	FINAL [GWh]	MENTO [GWh]	INCREM.
Reser. energ. total	2001-2010	Decreciente	2109	-5945	-8054	-382
Reserva país	2001-2010	Estable	706	706	0	0
Energía Transf.	2001-2010	Decreciente	1404	-6651	-8054	-574

Cuadro N° 3.57 "[%] (Energ. Transf./Oferta). Ecuador. Esc. Demed - Ofemen"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	%	%	%
			INICIAL	FINAL	INCREM.
% Energ. Transf.	2001-2010	Decreciente	10	-47	-57

En resumen, en el escenario "Demanda Media – Oferta Menor", la energía eléctrica de transferencia en promedio del Ecuador es de -2282 GWh/año para satisfacer la demanda nacional, lo que representa un -16% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica. Desde el año 2001 hasta el año 2002 hay sobrantes de energía eléctrica que el Ecuador podría entregar a través de la interconexión pero desde el año 2003 hasta el final de la década se requeriría que el Ecuador reciba de otros sistemas la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de su sistema de potencia. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de producción de energía total estaría en -1577 GWh/año.

3.2 ANÁLISIS EN EL SISTEMA PERUANO.-

Se ha realizado, las proyecciones, los balances y las reservas de potencia y de energía eléctrica del país en cada escenario definido, de la misma forma que en el caso ecuatoriano

3.2.1 EXPANSION DE LA OFERTA DE POTENCIA EN EL SISTEMA PERUANO.-

En este análisis se han definido tres escenarios. En cada uno de los anexos se encuentra una tabla en el que está el resumen de la potencia instalada en cada

año disgregada en potencia hidroeléctrica, termoeléctrica y total, con los porcentajes que cada una de ellas están referidas al total.

- a) ESCENARIO ALTO³². - La proyección se encuentra tabulada el anexo 3.2.1.a con la capacidad instalada, el año de operación y el tipo de generación de cada proyecto.

En los cuadros del anexo 3.2.1.a podemos notar lo siguiente:

- En absolutamente todos los años del período se construye algún proyecto hidroeléctrico ó termoeléctrico.
- El año con mayor potencia instalada total será el 2002 con 852 MW. Además es el año donde se realizarán la mayor cantidad de proyectos, 7 en total, 4 hidroeléctricos y 3 termoeléctricos. En este año también se instalará la mayor potencia hidráulica del período con 274 MW.
- El año donde se instalará la mayor potencia térmica será el 2010 con la ejecución de 810 MW.
- El año donde menos potencia se colocará es el 2004 con una pequeña central hidroeléctrica de 26 MW.

En los gráficos del anexo 3.2.1.a se muestra la proyección de la potencia hidroeléctrica, termoeléctrica y total instalada en el Perú.

Cuadro N° 3.58 "Proyección de la Pot. Inst en el Perú (Esc. Alto)"

POTENCIA	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Termoeléctrica	2001-2010	Creciente	2403	5141	2738	114
Hidroeléctrica	2001-2010	Creciente	2711	3315	604	22
Total	2001-2010	Creciente	5114	8456	3342	65

³² Para este escenario se ha tomado en cuenta todos los proyectos de generación que se encuentran en el "Plan Referencial de Electricidad 1998" del Ministerio de Energía y Minas del Perú y del Proyecto CIER 02 en la parte de "Análisis de Sensibilidad en la Oferta"

Cuadro N° 3.59 “[%] Proyección de Pot. Inst en el Perú (Esc. Alto)”

POTENCIA	PERÍODO	TENDENCIA	% INCREMENTO		
			INICIAL	FINAL	INCREM.
Termoeléctrica	2001-2010	Creciente	47	61	+14
Hidroeléctrica	2001-2003	Decreciente	53	39	-14

b) ESCENARIO MEDIO³³. - La proyección se encuentra tabulada en el anexo 3.2.1.b con la capacidad instalada, el año de operación y el tipo de generación de cada proyecto.

En los cuadros del anexo 3.2.1.b podemos notar lo siguiente:

- En el año 2003, 2004, 2005, 2006, y 2009 no se construye ningún proyecto hidroeléctrico ni termoeléctrico. En 5 de los 10 años no se ejecuta nada, solamente en el 50% del período hay implantaciones.
- El año con mayor potencia instalada total será el 2002 con 810 MW. Además es el año con mayor potencia instalada térmica.
- El año donde se instalará la mayor potencia hidráulica será el 2001.
- En el año 2001 se realizarán 4 proyectos, que es el mayor número ejecutado en todo el período.

En los gráficos del anexo 3.2.1.b se muestra la proyección de la potencia hidroeléctrica, termoeléctrica y total instalada en el Perú.

Cuadro N° 3.60 “Proyección de la Pot. Inst en el Perú (Esc. Medio)”

POTENCIA	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREMENTO
Termoeléctrica	2001-2010	Creciente	2253	3753	1500	67
Hidroeléctrica	2001-2010	Creciente	2751	3111	360	13
Total	2001-2010	Creciente	5004	6864	1860	37

³³ Para este escenario se ha tomado en cuenta solamente a los proyectos que están en el actual “Plan Referencial de Electricidad 1998” del Ministerio de Energía y Minas del Perú.

Cuadro N° 3.61 "[%] Proyección de Pot. Inst en el Perú (Esc. Medio)"

POTENCIA	PERIODO	TENDENCIA	%		
			INICIAL	FINAL	INCREM.
Termoeléctrica	2001-2002	Creciente	45	49	+4
	2002-2006	Estable	49	49	0
	2006-2010	Creciente	49	55	+6
Hidroeléctrica	2001-2002	Decreciente	55	51	-4
	2002-2006	Estable	51	51	0
	2006-2010	Decreciente	51	45	-6

c) ESCENARIO BAJO³⁴. - La proyección está en el anexo 3.2.1.c en el que está el resumen de la potencia instalada en cada año.

En los gráficos del anexo 3.2.1 c se muestran en primer lugar la proyección de la potencia hidroeléctrica, termoeléctrica y total instalada en el Perú. Cada una de ellas se mantiene constante en el período de estudio. La potencia termoeléctrica se mantiene en 2003 MW. La potencia hidroeléctrica es constante con 2404 MW y la potencia total que es la suma de las dos curvas también es constante en 4407 MW. En segundo lugar se muestra el gráfico del porcentaje de cada una de las potencias con respecto a la potencia total. El porcentaje de potencia hidráulica se mantiene invariable durante todo el período en 55%. Complementariamente el porcentaje de potencia térmica es invariable en todo el período en 45%. La potencia instalada hidráulica es mayor que la térmica.

³⁴ Para este escenario no se ha tomado en cuenta ninguno de los proyectos de generación.

3.2.2 EXPANSION DE LA OFERTA DE ENERGÍA EN EL SISTEMA PERUANO.-

1) DATOS REFERENCIALES.-

Esta proyección, para los escenarios alto y medio, se realizó en base a los datos anteriormente categorizados en el numeral 3.2.1 y datos estimados por el proyecto CIER 02: "Análisis de Sensibilidad en la Oferta" se realizó la proyección de la producción anual de energía eléctrica. Además se verificó la producción de cada nueva central con una simulación realizada en el programa SUPER prestado por el OLADE-ECUADOR. A partir de estos datos y referencias se ha realizado una proyección que se muestra en los anexos 3.2.2.a y 3.2.2.b

2) METODOLOGÍA PARA LA EXPANSIÓN DE LA OFERTA DE ENERGÍA.-

En los anexos 3.2.2.a y 3.2.2.b se muestran cuadros con los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, con el nombre y la potencia efectiva del proyecto en cada uno de los años en el período 2000 – 2010. En cada año se ha dividido los proyectos hidroeléctricos y los proyectos termoeléctricos pero se han considerado diversos aspectos para cada uno de ellos para su producción de energía. En primer lugar se ha considerado la potencia efectiva de cada central que corresponde al 92% de la potencia instalada, o sea el 8% se ha considerado la potencia para su propio consumo y en pérdidas de generación. En segundo lugar están las horas de trabajo por día. Para las centrales térmicas se ha tomado en cuenta que trabajan 24 horas al día, pues todas las centrales utilizan turbinas a gas, a vapor, y de ciclo combinado con un largo proceso de encendido y apagado por lo que se utilizarán como centrales de base; mientras tanto en las centrales hidráulicas se ha considerado que en su primer año de instalación trabajan solamente 8 horas diarias (un tercio del día) debido a su fase de pruebas, a partir de su segundo año trabajan las 24 horas, pero se toma en cuenta las 16 horas restantes de producción de energía acumulada. Finalmente, se considera los días por año de trabajo de cada central: para centrales hidráulicas en que no se tiene

ninguna referencia de su producción de energía anual se toma en cuenta 300 días, siendo ese el período normal en un año de trabajo de un generador que está en óptimas condiciones, en la mayoría de centrales se aproximó los días de trabajo de acuerdo a la producción de energía anual en promedio que se presentó en la simulación con el programa SUPER del OLADE-ECUADOR; para centrales térmicas se considera un ambiente óptimo de funcionamiento con los siguientes índices de días de trabajo según el tipo de máquina térmica:

- Para Turbinas a gas y de ciclo combinado: 330 días por año.
- Para máquinas a diesel: 200 días por año.
- Para Turbinas a vapor: 280 días al año.

Se ha supuesto que la gran cantidad de gas natural que dispondrá el Perú hará que bajen sus costos de producción y sea mucho más barato este combustible, por lo que los costos variables de las turbinas a gas, a vapor y ciclo combinado también disminuirán y se volverán tan baratas como las centrales hidráulicas.

3) ESCENARIOS DE OFERTA DE ENERGÍA.-

De la misma manera que en el caso de la oferta de potencia se han definido los mismos escenarios. Para las proyecciones de todos los escenarios, cada central o proyecto indicará su potencia efectiva, las horas promedio que trabaja en el día, los días promedio de trabajo continuo en un año y finalmente la energía promedio anual expresada en GWh.

- a) ESCENARIO ALTO³⁵. - La proyección se encuentra tabulada en el anexo 3.2.2.a categorizados de acuerdo al año de operación y al tipo de generación de cada proyecto.

Aspectos importantes se destacan observando los cuadros del anexo 3.2.2.a de producción de energía:

³⁵ Para este escenario se ha tomado en cuenta todos los proyectos de generación que se encuentran en el "Plan Referencial de Electricidad 1998" del Ministerio de Energía y Minas del Perú y del Proyecto CIER 02 en la parte de "Análisis de Sensibilidad en la Oferta"

- Al final del período, en el año 2010 se produce la mayor cantidad de energía que es añadido al SIN, 5920 GWh/año, se debe principalmente a la entrada de la central de ciclo combinado de Lima que provee de 5640 GWh/año. Adicionalmente este año es el mayor productor de energía termoeléctrica.
- Todos los años ingresa energía adicional de alguna planta nueva. El año con menor producción de energía eléctrica es 2004 con apenas 58 GWh/año.
- Los aumentos en la producción de energía de origen hidroeléctrico tienen su punto más alto en el año 2003, con la adición de 1252 GWh/año engendrados por varios proyectos hidráulicos.

En los gráficos del anexo 3.2.2.a se muestra la proyección de la producción de energía hidroeléctrica, termoeléctrica y total instalada en el Perú.

Cuadro N° 3.62 "Proyección de Energía en el Perú (Esc. Alto)"

PRODUCCIÓN	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCRE MENTO [GWh]	% INCREM.
Termoeléctrica	2001-2010	Creciente	8627	28065	19438	225
Hidroeléctrica	2001-2010	Creciente	15671	20361	4690	30
Total	2001-2010	Creciente	24298	48425	24127	99

Cuadro N° 3.63 "[%] Proyección de energía en el Perú (Esc. Alto)"

PRODUCCIÓN	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Termoeléctrica	2001-2010	Creciente	36	58	+22
Hidroeléctrica	2001-2003	Decreciente	64	42	-22

- b) ESCENARIO MEDIO³⁶. - La proyección se encuentra tabulada en el anexo 3.2.2.b categorizados de acuerdo al año de operación y al tipo de generación de cada proyecto.

³⁶ Para este escenario se ha tomado en cuenta solamente a los proyectos que están en el actual "Plan Referencial de Electricidad 1998" del Ministerio de Energía y Minas del Perú.

Ciertas acotaciones importantes se destacan observando los cuadros del anexo 3.2.2.b de producción de energía:

- En el año 2002 se produce la más grande inyección de energía en el SIN, 4643 GWh/año, se debe principalmente al inicio de operación de la central de ciclo combinado de Camisea I que provee de 3390 GWh/año. Este año es el mayor productor de energía hidroeléctrica.
- Durante el período comprendido entre los años 2004 y 2006 no se adiciona ningún GWh a la producción total de energía eléctrica.
- Los aumentos en la producción de energía de origen termoeléctrica tienen su punto más alto en los años 2002, 2007 y 2010, con la adición de 3500 GWh/año engendrados en cada año por la entrada de centrales gigantescas de ciclo combinado.

En los gráficos del anexo 3.2.2.b se muestran en primer lugar la proyección de la producción de energía hidroeléctrica, termoeléctrica y total instalada en el Perú.

Cuadro N° 3.64 "Proyección de energía en el Perú (Esc. Medio)"

PRODUCCIÓN	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Termoeléctrica	2001-2010	Creciente	7498	17656	10158	135
Hidroeléctrica	2001-2010	Creciente	15315	18512	3197	21
Total	2001-2010	Creciente	22814	36168	13324	58

Cuadro N° 3.65 "[%] Proyección de energía en el Perú (Esc. Medio)"

PRODUCCIÓN	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Termoeléctrica	2001-2002	Creciente	33	40	+7
	2003-2006	Estable	38	38	0
	2006-2010	Creciente	38	49	+11
Hidroeléctrica	2001-2002	Decreciente	67	60	-7
	2003-2006	Estable	62	62	0
	2006-2010	Decreciente	62	51	-11

En resumen, la producción de energía hidroeléctrica es la más importante para este escenario.

- c) ESCENARIO BAJO³⁷. - La proyección se muestra en el anexo 3.2.2.c. Al final está la tabla en el que está el resumen de la producción de energía en cada año desagregada en energía hidroeléctrica, termoeléctrica y total.

En los gráficos del anexo 3.2.2.c se muestran en primer lugar la proyección de la producción de energía hidroeléctrica, termoeléctrica y total instalada en el Perú. Cada una de ellas se mantiene constante en el período de estudio. La energía termoeléctrica se mantiene en 5900 GWh. La energía hidroeléctrica es constante con 14170 GWh y la producción de energía eléctrica total que es la suma de las dos curvas también es constante en 20070 GWh. En segundo lugar se muestra el gráfico del porcentaje de cada una de las producciones de energía con respecto a la producción total. El porcentaje de energía hidráulica se mantiene invariable durante todo el período en 71%. Complementariamente el porcentaje de energía térmica es invariable en todo el período en 29%. La producción de energía hidráulica es mucho más relevante que la térmica.

3.2.3 BALANCE DE POTENCIA EN EL SISTEMA PERUANO.-

En los anexos 3.2.3.a, 3.2.3.b, 3.2.3.c se muestran los cuadros con los datos de demanda, potencia instalada u oferta y la reserva que se analiza en este balance de potencia para el Perú en los tres primeros escenarios de demanda y oferta: Escenario Mayor o Alto, Escenario Medio y Escenario Menor o Bajo. En los anexos 3.2.3.d, 3.2.3.e y 3.2.3.f se muestran los cuadros con los mismos datos a los restantes tres escenarios: Demanda Mayor – Oferta Menor, Demanda Mayor – Oferta Media y Demanda Media – Oferta Menor.

Todas las magnitudes están expresadas en megavatios y referidas a la barra de generación. La reserva se la ha relacionado con la oferta y se la ha expresado en porcentaje, este parámetro definirá la situación del país respecto a su potencia instalada.

³⁷ Para este escenario no se ha tomado en cuenta ninguno de los proyectos de generación.

El primer gráfico de los anexos permite observar todos los datos: demanda, oferta (potencia instalada) y reserva en MW en el período del 2001 al 2010.

El segundo gráfico de los anexos muestra la reserva expresada en porcentaje respecto a la oferta.

Se comentará los resultados de cada uno de los seis escenarios de este balance de potencia:

a) ESCENARIO ALTO³⁸.-

La proyección se muestra en el anexo 3.2.3.a.

Cuadro N° 3.66 "Balance de Potencia. Perú Esc. Alto"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Demanda Alta	2001-2010	Creciente	3267	5063	1796	55
Oferta Alta	2001-2010	Creciente	5114	8456	3342	65
Reserva	2001-2010	Creciente	1847	3393	1546	84

Cuadro N° 3.67 "Reserva de Potencia [%] Perú Esc. Alto"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2002	Creciente	36	42	+6
	2002-2004	Decreciente	42	38	-4
	2004-2009	Estable	38	37	-1
	2009-2010	Creciente	37	40	+3

En resumen el balance de potencia en el sistema peruano para un escenario alto, permite decir que en promedio se tiene una reserva de 39% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Basados en esta proyección se pronosticaría que no se producirían restricciones de potencia en el período de estudio, el Perú se mantiene con una reserva de potencia que solventaría retiros

³⁸ Para este escenario se ha tomado en cuenta los correspondientes escenarios altos de demanda y oferta de potencia del Perú.

de centrales grandes de su parque generador. En valores promedio la reserva en todo el período de estudio es de 2616 MW.

b) ESCENARIO MEDIO³⁹.-

La proyección se muestra en el anexo 3.2.3.b.

Cuadro N° 3.68 "Balance de Potencia. Perú Esc. Medio"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Demanda Media	2001-2010	Creciente	2905	4415	1510	52
Oferta Media	2001-2010	Creciente	5004	6864	1860	37
Reserva	2001-2002	Creciente	2099	2649	550	26
	2002-2006	Decreciente	2649	1859	-790	-30
	2006-2010	Creciente	1859	2449	590	32

Cuadro N° 3.69 "Reserva de Potencia [%] Perú Esc. Medio"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2002	Creciente	42	46	+4
	2002-2006	Decreciente	46	32	-14
	2006-2010	Creciente	32	36	+4

En resumen, el balance de potencia en el sistema peruano permite decir que en promedio en un escenario medio se tiene una reserva de 37% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Se pronosticaría que no se producirían restricciones de potencia en el período de estudio, el Perú se mantiene con una reserva de potencia que solventaría retiros de centrales grandes de su parque generador. En valores promedio la reserva en todo el período de estudio es de 2230 MW.

³⁹ Para este escenario se ha tomado en cuenta los correspondientes escenarios medios de demanda y oferta de potencia del Perú.

c) ESCENARIO BAJO⁴⁰.-

Es un escenario donde no hay ninguna ampliación al parque generador peruano. La proyección se muestra en el anexo 3.2.3.c.

Cuadro N° 3.70 "Balance de potencia. Perú Esc. Bajo"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Demanda Menor	2001-2010	Creciente	2585	3395	810	31
Oferta Menor	2001-2010	Estable	4407	4407	0	0
Reserva	2001-2010	Decreciente	1822	1012	-810	-44

Cuadro N° 3.71 "Reserva de Potencia [%] Perú Esc. Bajo"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2010	Decreciente	41	23	-18

En resumen, el balance de potencia en el sistema peruano para un escenario bajo permite decir que en promedio se tiene una reserva del 32% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Basados en esta proyección se pronosticaría que no habrán restricciones de potencia, el Perú podría solventar retiros de grandes centrales del parque generador. La reserva promedio en todo el período de estudio es de 1416 MW.

d) ESCENARIO: DEMANDA MAYOR – OFERTA MENOR⁴¹.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.2.3.d.

⁴⁰ Para este escenario se ha tomado en cuenta los correspondientes escenarios menores de demanda y oferta de potencia del Perú.

⁴¹ Para este escenario se ha tomado los datos del Perú de demanda de potencia en un escenario alto o mayor con la oferta de potencia en un escenario menor o bajo.

Cuadro N° 3.72 "Balance de Potencia. Perú Esc. Demay - Ofemen"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Demanda Mayor	2001-2010	Creciente	3267	5063	1796	55
Oferta Menor	2001-2010	Estable	4407	4407	0	0
Reserva	2001-2010	Decreciente	1140	-656	-1796	-158

Cuadro N° 3.73 "Reserva de Potencia [%] Perú Esc. Demay - Ofemen"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2010	Decreciente	26	-15	-41

En resumen, el balance de potencia, para un escenario de "Demanda Mayor – Oferta Menor" en el sistema peruano permite decir que en promedio se tiene una reserva de 6% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación, para todo el periodo de estudio. Basados en esta proyección se pronosticaría que se podría llegar a un déficit total de potencia desde el año 2007 hasta el final del período, el Perú se mantiene con una reserva de potencia que podría solventar ciertos retiros de centrales del parque generador hasta el año 2006. En promedio, la reserva en todo el período de estudio es de 245 MW, es decir, el Perú mantiene una reserva de potencia equivalente a una central de mediana capacidad.

e) ESCENARIO: DEMANDA MAYOR – OFERTA MEDIA⁴².-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.2.3.e.

⁴² Para este escenario se ha tomado los datos del Perú de demanda de potencia en un escenario alto o mayor con la oferta de potencia en un escenario medio.

Cuadro N° 3.74 "Balance de potencia. Perú Esc. Demay - Ofemed"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Demanda Mayor	2001-2010	Creciente	3267	5063	1796	55
Oferta Media	2001-2010	Creciente	5004	6864	1860	37
Reserva	2001-2002	Creciente	1737	2357	620	36
	2002-2006	Decreciente	2357	1544	-813	-34
	2006-2010	Creciente	1544	1801	257	17

Cuadro N° 3.75 "Reserva de Potencia [%] Perú Esc. Demay - Ofemed"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2002	Creciente	35	41	+6
	2002-2006	Decreciente	41	27	-14
	2006-2007	Creciente	27	29	+2
	2007-2010	Decreciente	29	26	-3

En resumen, el balance de potencia, para un escenario de "Demanda Mayor – Oferta Media" en el sistema peruano permite decir que en promedio se tiene una reserva del 31% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación, para todo el periodo de estudio. Basados en esta proyección se pronosticaría que difícilmente se podría llegar a situaciones de restricciones de potencia, el Perú se mantiene con una reserva de potencia que podría solventar muchos retiros de centrales grandes del parque generador. En promedio la reserva en todo el período de estudio es de 1841 MW, es decir, el Perú tiene, aproximadamente, la reserva de 3 centrales de gran capacidad.

f) ESCENARIO: DEMANDA MEDIA – OFERTA MENOR⁴³.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.2.3.f.

⁴³ Para este escenario se ha tomado los datos del Perú de demanda de potencia en un escenario medio con la oferta de potencia en un escenario menor o bajo.

Cuadro N° 3.76 "Balance de Potencia. Perú Esc. Demed - Ofemen"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Demanda Media	2001-2010	Creciente	2905	4415	1510	52
Oferta Menor	2001-2010	Estable	4407	4407	0	0
Reserva	2001-2010	Decreciente	1502	-8	-1510	-100

Cuadro N° 3.77 "Reserva de Potencia [%] Perú Esc. Demed - Ofemen"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2010	Decreciente	34	0	-34

En resumen, el balance de potencia, para un escenario de "Demanda Media – Oferta Menor" en el sistema peruano permite decir que en promedio se tiene una reserva de 14% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación, para todo el periodo de estudio. Basados en esta proyección se pronosticaría que se podría llegar a situaciones de restricciones de potencia desde el año 2010; el Perú se mantiene con una reserva de potencia que podría solventar ciertos retiros de centrales del parque generador hasta el año 2009. En promedio la reserva en todo el período de estudio es de 634 MW, es decir, el país tiene la reserva de una central de gran capacidad.

3.2.4 BALANCE DE ENERGÍA EN EL SISTEMA PERUANO.-

En los anexos 3.2.4.a, 3.2.4.b, 3.2.4.c se muestran los cuadros con los datos de demanda de energía, producción neta de energía eléctrica u oferta y la reserva de energía que se analiza en este balance de energía para el Perú en los tres primeros escenarios de demanda y oferta: Escenario Mayor o Alto, Escenario Medio y Escenario Menor o Bajo. En los anexos 3.2.4.d, 3.2.4.e y 3.2.4.f se muestran los cuadros con los mismos datos pero para los restantes tres escenarios: Demanda Mayor – Oferta Menor, Demanda Mayor – Oferta Media y Demanda Media - Oferta Menor.

Se debe acotar que la reserva de energía no habría como tal pues no existe ningún aparato que permita “almacenar” energía. Esta “supuesta reserva” sería la energía que podría generar en exceso el Perú y estaría en posibilidad de venderla a través de una interconexión. Todas las magnitudes están expresadas en gigavatios-hora y la reserva se la ha relacionado con la oferta y se la ha expresado en porcentaje, este parámetro definirá la situación del país respecto a su producción de energía eléctrica anual.

El primer gráfico de los anexos permite observar todos los datos: demanda, oferta (producción de energía eléctrica anual) y reserva en GWh en el período del 2001 al 2010.

El segundo gráfico de los anexos muestra la reserva expresada en porcentaje respecto a la oferta.

Las principales observaciones en estos balances de energía de cada uno de los seis escenarios son las siguientes::

a) ESCENARIO ALTO⁴⁴.-

La proyección se muestra en el anexo 3.2.4.a.

Cuadro N° 3.78 “Balance de Energía. Perú Esc. Alto”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Demanda Alta	2001-2010	Creciente	21508	35124	13616	63
Oferta Alta	2001-2010	Creciente	24298	48425	24127	99
Reserva	2001-2010	Creciente	2790	13301	10511	377

⁴⁴ Para este escenario se ha tomado en cuenta los correspondientes escenarios altos de demanda y oferta de energía del Perú.

Cuadro N° 3.79 "Reserva de Energía [%] Perú Esc. Alto"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INCREMENTO		
			INICIAL	FINAL	INCREM.
% Reserva	2001-2003	Creciente	11	24	+13
	2003-2005	Decreciente	24	18	-6
	2005-2010	Creciente	18	27	+9

En conclusión el balance de energía en el sistema peruano para un escenario alto permite decir que en promedio se tiene una reserva de 21% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica. El Perú estaría en capacidad de proveer energía en caso de la salida de operación de cualquier central eléctrica. En valores promedio la reserva de energía eléctrica en todo el período de estudio es de 7810 GWh/año.

b) ESCENARIO MEDIO⁴⁵.-

La proyección se muestra en el anexo 3.2.4.b.

Cuadro N° 3.80 "Balance de Energía. Perú Esc. Medio"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Demanda Media	2001-2010	Creciente	19546	27504	7858	41
Oferta Media	2001-2003	Creciente	22814	28405	5591	25
	2003-2006	Estable	28405	28405	0	0
	2006-2010	Creciente	28405	36346	7941	28
Reserva	2001-2003	Creciente	3267	7129	3862	118
	2003-2006	Decreciente	7129	4436	-2693	-38
	2006-2007	Creciente	4436	6983	2547	57
	2007-2009	Decreciente	6983	6208	-775	-11
	2009-2010	Creciente	6208	8842	2634	42

⁴⁵ Para este escenario se ha tomado en cuenta los correspondientes escenarios medios de demanda y oferta de energía del Perú.

Cuadro N° 3.81 "Reserva de Energía [%] Perú Esc. Medio"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	%	%	%
			INICIAL	FINAL	INCREM.
% Reserva	2001-2002	Creciente	14	26	+12
	2002-2006	Decreciente	26	16	-10
	2006-2007	Creciente	16	22	+6
	2007-2009	Decreciente	22	19	-3
	2009-2010	Creciente	19	24	+5

En resumen, el balance de energía en el sistema peruano para un escenario medio permite decir que en promedio se tiene una reserva de 21% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica. El Perú estaría en capacidad de proveer energía en caso de la salida de operación de cualquier central eléctrica. En valores promedio la reserva de energía eléctrica en todo el período de estudio es de 6183 GWh/año.

c) ESCENARIO BAJO⁴⁶.-

Es un escenario que permite observar lo que pasaría en la provisión de energía para el mercado eléctrico peruano si no existiese ninguna inyección de energía, es decir, hasta cuando el Perú puede proveerse de energía en la situación actual de producción. La proyección se muestra en el anexo 3.2.4.c.

Cuadro N° 3.82 "Balance de Energía. Perú Esc. Bajo"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCRE MENTO [GWh]	% INCREM.
Demanda Menor	2001-2010	Creciente	17924	23427	5503	31
Oferta Menor	2001-2010	Estable	20068	20068	0	0
Reserva	2001-2010	Decreciente	2144	-3359	5503	257

⁴⁶ Para este escenario se ha tomado en cuenta los correspondientes escenarios menores de demanda y oferta de energía del Perú.

Cuadro N° 3.83 "Reserva de Energía [%] Perú Esc. Bajo"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2010	Decreciente	11	-17	-28

En resumen, el balance de energía en el sistema peruano para un escenario bajo permite decir que en promedio se tiene una reserva de -3% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica. Con la producción actual de energía y sin ampliarse, el Perú podría funcionar hasta el año 2004. A partir del año 2005 el sistema eléctrico peruano colapsaría. En valores promedio la reserva de energía eléctrica en todo el período de estudio es de -628 GWh/año. Tendría un déficit permanente de energía.

d) ESCENARIO: DEMANDA MAYOR – OFERTA MENOR⁴⁷.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.2.4.d.

Cuadro N° 3.84 "Balance de Energía. Perú Esc. Demay - Ofemen"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Demanda Mayor	2001-2010	Creciente	21508	35124	13616	63
Oferta Menor	2001-2010	Estable	20068	20068	0	0
Reserva	2001-2010	Decreciente	-1440	-15056	-13616	-946

Cuadro N° 3.85 "Reserva de Energía [%] Perú Esc. Demay - Ofemen"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2010	Decreciente	-7	-75	-70

En resumen, el balance de energía, para un escenario de "Demanda Mayor – Oferta Menor" en el sistema peruano permite decir que en promedio se tiene una reserva de energía eléctrica de -43% con respecto a la oferta o producción neta

⁴⁷ Para este escenario se ha tomado los datos del Perú de demanda de energía en un escenario alto o mayor con la oferta de energía en un escenario menor o bajo.

de energía eléctrica, para todo el periodo de estudio. Basados en esta proyección se pronosticaría que se podría llegar a situaciones de déficit total de energía desde el año 2001 hasta el final del período, el Perú, en este escenario, no tendría ninguna reserva de energía eléctrica. En promedio, la reserva en todo el período de estudio es de -8530 GWh/año, es decir, el Perú no cubriría su déficit de energía en toda la década. Necesitaría importar energía eléctrica para el funcionamiento de su sistema.

e) ESCENARIO: DEMANDA MAYOR – OFERTA MEDIA⁴⁸ .-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.2.4.e.

Cuadro N° 3.86 “Balance de Energía. Perú Esc. Demay - Ofemed”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Demanda Mayor	2001-2010	Creciente	21508	35124	13616	63
Oferta Media	2001-2003	Creciente	22814	28405	5591	25
	2003-2006	Estable	28405	28405	0	0
	2006-2010	Creciente	28405	36346	7941	28
Reserva	2001-2002	Creciente	1306	4390	3084	236
	2002-2006	Decreciente	4390	-1276	-5666	-129
	2006-2007	Creciente	-1276	834	2110	165
	2007-2009	Decreciente	834	-894	-1728	-207
	2009-2010	Creciente	-894	1222	2116	237

Cuadro N° 3.87 “Reserva de Energía [%] Perú Esc. Demay – Ofemed”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2002	Creciente	6	16	+10
	2002-2006	Decreciente	16	-4	-20
	2006-2007	Creciente	-4	3	+7
	2007-2009	Decreciente	3	-3	-6
	2009-2010	Creciente	-3	3	+6

⁴⁸ Para este escenario se ha tomado los datos del Perú de demanda de energía en un escenario alto o mayor con la oferta de energía en un escenario medio.

En resumen, el balance de energía, para un escenario de “Demanda Mayor – Oferta Media” en el sistema peruano permite decir que en promedio se tiene una reserva del 4% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica, para todo el periodo de estudio. Basados en esta proyección se pronosticaría que en el Perú, se podría llegar a un déficit total de energía a partir del año 2005. Hasta el año 2004, se mantiene con una reserva de energía que podría solventar ciertos retiros de centrales del parque generador. En promedio la reserva en todo el período de estudio es de 1090 GWh/año, es decir, el Perú tiene la reserva de la producción anual de una central de mediana capacidad.

f) ESCENARIO: DEMANDA MEDIA – OFERTA MENOR⁴⁹.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.2.4.f.

Cuadro N° 3.88 “Balance de Energía. Perú Esc. Demed - Ofemen”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Demanda Media	2001-2010	Creciente	19546	27504	7958	41
Oferta Menor	2001-2010	Estable	20068	20068	0	0
Reserva	2001-2010	Decreciente	522	-7436	-7958	-1525

Cuadro N° 3.89 “Reserva de Energía [%] Perú Esc. Demed - Ofemen”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Reserva	2001-2010	Decreciente	3	-37	-40

En resumen, el balance de energía, para un escenario de “Demanda Media – Oferta Menor” en el sistema peruano permite decir que en promedio se tiene una reserva de -17% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica, para todo el periodo de estudio. Basados en esta proyección se pronosticaría que se podría llegar a un déficit total de energía desde el año 2002; el Perú se mantiene con una reserva de energía que podría solventar ciertos retiros de

⁴⁹ Para este escenario se ha tomado los datos del Perú de demanda de energía en un escenario medio con la oferta de energía en un escenario menor o bajo.

centrales del parque generador hasta el año 2001. En promedio la reserva en todo el período de estudio es de -3442 GWh/año, es decir, el país no podría cubrir su demanda nacional de energía eléctrica, necesitaría importar energía.

3.2.5 POTENCIA TRANSFERIBLE DEL SISTEMA PERUANO.-

En los anexos 3.2.5.a, 3.2.5.b, 3.2.5.c, 3.2.5.d, 3.2.5.e y 3.2.5.f. se muestran los cuadros los siguientes datos:

- La oferta de potencia del país en los escenarios mayor, medio y menor.
- La reserva de potencia instalada total que ha sido llamada "reserva pot. total".
- La reserva de potencia instalada del país que corresponde a la reserva que se ha considerado para suplir de casos de emergencia, denominada "reserva país". Se ha tomado como criterio el 10% de la oferta de potencia instalada. Los peruanos estipulan el 30% de la demanda de potencia y la CIER considera el 40% de la demanda. Ambos criterios se han considerado exagerados pues al realizar una interconexión prevalecerá el criterio de realizar transacciones comerciales de energía a tener una excesiva reserva sin reporte de utilidades para el generador.
- La reserva de potencia instalada del país que podría transferir en la interconexión Ecuador – Perú, que resulta de la sustracción de la reserva país de la reserva de potencia instalada total, se la ha denominado "potencia de transferencia".
- El porcentaje que representa la potencia de transferencia con respecto a la oferta de potencia instalada del propio país.

La reserva de potencia que se analiza establecerá la potencia que podría el Perú transferir en la interconexión Ecuador – Perú en 6 escenarios de oferta y reserva:

- Escenario Mayor o Alto.
- Escenario Medio.
- Escenario Menor o Bajo.
- Escenario Demanda Mayor – Oferta Menor

- Escenario Demanda Mayor – Oferta Media
- Escenario Demanda Media - Oferta Menor.

Todos estos datos se tratan solamente para barra de generación, además están expresados en megavatios. El porcentaje de potencia de transferencia con respecto a la oferta de potencia definirá la situación del país respecto a la potencia que podría el Perú “comprar” o “vender” en una posible interconexión.

En la parte inferior del cuadro está el promedio de cada uno de los datos. Esto mostrará una noción mas generalizada de cada parámetro en el período de estudio.

El primer gráfico de los anexos citados anteriormente permite observar: la reserva de potencia total del país, la reserva país (el 10% de la oferta de potencia del país) y la potencia de transferencia que recibe o entrega el país, todos ellos en MW en el período del 2001 al 2010 de cada escenario determinado. El segundo gráfico muestra la potencia de transferencia, que entrega o recibe el país, expresada en porcentaje respecto a la oferta de potencia del propio país.

Cada escenario tiene sus peculiaridades, las más importantes se detallan a continuación:

a) ESCENARIO ALTO⁵⁰.-

La proyección se muestra en el anexo 3.2.5.a.

Cuadro N° 3.90 “Reserva de Pot. Perú Esc. Alto”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Reser. Pot. total	2001-2010	Creciente	1847	3393	1546	84
Reserva País	2001-2010	Creciente	511	846	335	66
Pot. Transf.	2001-2010	Creciente	1335	2547	1212	91

⁵⁰ Para este escenario se ha tomado en cuenta los correspondientes escenarios altos de demanda y oferta de potencia en el Perú.

Cuadro N° 3.91 “ [%] (Pot.Transf./Oferta). Perú Esc. Alto”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	%	%	%
			INICIAL	FINAL	INCREM.
% Pot. Transf.	2001-2002	Creciente	26	32	+6
	2002-2005	Decreciente	32	28	-4
	2005-2006	Creciente	28	30	+2
	2006-2009	Decreciente	30	27	-3
	2009-2010	Creciente	27	30	+3

En resumen, la potencia de transferencia del sistema peruano para un escenario alto en promedio es de 1938 MW que podría entregar, lo que representa un 29% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. En todos los años hay sobrantes de potencia que engendrarían recursos para el país. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de potencia total estaría en 2616 MW. La reserva país de potencia en promedio es de 678 MW, que podría cubrir la salida de varias centrales generadoras de estimable potencia.

b) ESCENARIO MEDIO⁵¹.-

La proyección se muestra en el anexo 3.2.5.b.

Cuadro N° 3.92 “Reserva de Pot. Perú Esc. Medio”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR	VALOR	INCRE	%
			INICIAL [MW]	FINAL [MW]	MENTO [MW]	INCREM.
Reser. Pot. total	2001-2002	Creciente	2099	2649	550	26
	2002-2006	Decreciente	2649	1859	-790	-30
	2006-2010	Creciente	1859	2449	590	32
Reserva País	2001-2010	Creciente	500	686	186	37
Pot. Transf.	2001-2002	Creciente	1599	2068	469	29
	2002-2006	Decreciente	2068	1278	-790	-38
	2006-2010	Creciente	1278	1763	485	38

⁵¹ Para este escenario se ha tomado en cuenta los correspondientes escenarios medios de demanda y oferta de potencia en el Perú.

Cuadro N° 3.93 “ [%] (Pot.Transf./Oferta). Perú Esc. Medio”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	%	%	%
			INICIAL	FINAL	INCREM.
% Pot. Transf.	2001-2002	Creciente	32	36	+4
	2002-2006	Decreciente	36	22	-14
	2006-2010	Creciente	22	26	+4

En resumen, la potencia de transferencia del sistema peruano para un escenario medio en promedio es de 1630 MW que podría entregar, lo que representa un 27% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Absolutamente en todos los años hay grandes sobrantes de potencia que el Perú podría entregar a través de la interconexión. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de potencia total estaría en 2230 MW. La reserva país de potencia en promedio sería de 600 MW, que podría cubrir la salida de varias centrales generadoras de mediana potencia o una central de gran potencia.

c) ESCENARIO BAJO⁵².-

Es un escenario en el cual se puede observar cuanta potencia necesitaría importar el país ya que no se contempla ninguna ampliación al parque generador. La proyección se muestra en el anexo 3.2.5.c.

Cuadro N° 3.94 “Reserva de Pot. Perú Esc. Bajo”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR	VALOR	INCRE	%
			INICIAL [MW]	FINAL [MW]	MENTO [MW]	INCREM.
Reser. Pot. total	2001-2010	Decreciente	1822	1012	-810	-44
Reserva País	2001-2010	Estable	441	441	0	0
Pot. Transf.	2001-2010	Decreciente	1381	572	-809	-59

Cuadro N° 3.95 “ [%] (Pot.Transf./Oferta). Perú Esc. Bajo”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	%	%	%
			INICIAL	FINAL	INCREM.
% Pot. Transf.	2001-2010	Decreciente	31	13	-18

⁵² Para este escenario se ha tomado en cuenta los correspondientes escenarios menores de demanda y oferta de potencia en el Perú.

En resumen, la potencia de transferencia del sistema peruano para un escenario menor en promedio es de 975 MW que podría entregar, lo que representa un 22% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Absolutamente en todos los años del período de estudio hay sobrantes de potencia que el Perú podría entregar a través de la interconexión con lo cual el país estaría en capacidad suficiente para exportar potencia eléctrica. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de potencia total estaría en 1416 MW. La reserva país de potencia en promedio sería de 441 MW, que podría cubrir la salida de una central generadora de gran potencia o varias centrales generadoras de mediana potencia.

d) ESCENARIO: DEMANDA MAYOR – OFERTA MENOR⁵³.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.2.5.d.

Cuadro N° 3.96 “Reserva de Pot. Perú Esc. Demay - Ofemen”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Reser. Pot. total	2001-2010	Decreciente	1140	-656	-1796	-158
Reserva País	2001-2010	Estable	441	441	0	0
Pot. Transf.	2001-2010	Decreciente	699	-1097	-1796	-257

Cuadro N° 3.97 “ [%] (Pot.Transf./Oferta). Perú Esc. Demay - Ofemen”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Pot. Transf.	2001-2010	Decreciente	16	-25	-41

En resumen, en el escenario “Demanda Mayor – Oferta Menor”, la potencia de transferencia en promedio del Perú es de -196 MW (que debería importar desde otro país), lo que representa un -4% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Según esta proyección se pronosticaría el intercambio de potencia desde el Ecuador hacia el Perú a partir del año 2005 hasta el final de la década; el

⁵³ Para este escenario se ha tomado los datos del Perú de demanda de potencia en un escenario alto o mayor con la oferta de potencia en un escenario menor o bajo.

Perú puede aportar potencia en la interconexión (exportar potencia al Ecuador) hasta el año 2004. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de potencia total es de 245 MW, mientras que la reserva país de potencia en promedio es de 441 MW.

e) ESCENARIO: DEMANDA MAYOR – OFERTA MEDIA⁵⁴.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.2.5.e.

Cuadro N° 3.98 "Reserva de Pot. Perú Esc. Demay - Ofemed"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Reser. Pot. total	2001-2002	Creciente	1737	2357	620	36
	2002-2006	Decreciente	2357	1544	-813	-34
	2006-2007	Creciente	1544	1811	267	17
	2007-2009	Decreciente	1811	1570	-241	-13
	2009-2010	Creciente	1570	1801	231	15
Reserva País	2001-2010	Creciente	500	686	186	37
Pot. Transf.	2001-2002	Creciente	1236	1776	540	44
	2002-2006	Decreciente	1776	963	-813	-46
	2006-2007	Creciente	963	1184	221	23
	2007-2009	Decreciente	1184	928	-256	-22
	2009-2010	Creciente	928	1115	187	20

Cuadro N° 3.99 "[%] (Pot. Transf./Oferta). Perú Esc. Demay - Ofemed"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Pot. Transf.	2001-2002	Creciente	25	31	+6
	2002-2006	Decreciente	31	17	-14
	2006-2007	Creciente	17	19	+2
	2007-2009	Decreciente	19	14	-5
	2009-2010	Creciente	14	16	+2

⁵⁴ Para este escenario se ha tomado los datos del Perú de demanda de potencia en un escenario alto o mayor con la oferta de potencia en un escenario medio.

En resumen, en el escenario “Demanda Mayor – Oferta Media”, la potencia de transferencia en promedio del Perú es de 1241 MW que podría entregar, lo que representa un 21% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Absolutamente en todos los años hay grandes sobrantes de potencia (no menores a 950 MW) que el Perú podría entregar a través de la interconexión. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de potencia total es de 1841 MW. La reserva país de potencia en promedio es de 600 MW, que podría cubrir la salida de varias centrales generadoras de mediana potencia o una central de gran potencia.

f) ESCENARIO: DEMANDA MEDIA – OFERTA MENOR⁵⁵.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.2.5.f.

Cuadro Nº 3.100 “Reserva de Pot. Perú Esc. Demed - Ofemen”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCRE MENTO [MW]	% INCREM.
Reser. Pot. total	2001-2010	Decreciente	1502	-8	-1510	-101
Reserva País	2001-2010	Estable	441	441	0	0
Pot. Transf.	2001-2010	Decreciente	1061	-449	-1510	-142

Cuadro Nº 3.101 “ [%] (Pot.Transf./Oferta). Perú Esc. Demed - Ofemen”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Pot. Transf.	2001-2010	Decreciente	24	-10	-34

En resumen, en el escenario “Demanda Media – Oferta Menor”, la potencia de transferencia en promedio del Perú es de 193 MW que podría entregar, lo que representa un 4% con respecto a la oferta o potencia instalada de generación. Según esta proyección se pronosticaría el intercambio de potencia desde el Ecuador hacia el Perú a partir del año 2007 hasta el final de la década; el Perú puede aportar potencia en la interconexión (exportar potencia al Ecuador) hasta el

⁵⁵ Para este escenario se ha tomado los datos del Perú de demanda de potencia en un escenario medio con la oferta de potencia en un escenario menor o bajo.

año 2005. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de potencia total es de 634 MW, mientras que la reserva país de potencia en promedio es de 441 MW, con ello estaría el Perú con la reserva suficiente para cubrir dificultades.

3.2.6 ENERGÍA TRANSFERIBLE DEL SISTEMA PERUANO.-

En los anexos 3.2.6.a, 3.2.6.b, 3.2.6.c, 3.2.6.d, 3.2.6.e y 3.2.6.f. se muestran los cuadros con los siguientes datos:

- La oferta de la producción de energía eléctrica anual del país en los escenarios mayor, medio y menor.
- La reserva de producción de energía eléctrica anual total. Ha sido llamada "reserva energía total". Hay que puntualizar que la reserva en la producción de energía no existe como tal pues no existe la posibilidad física de "almacenar" energía. Esta "supuesta reserva" sería la energía que podría generar en exceso el Perú y que estaría en posibilidad de venderla a través de una interconexión.
- La reserva de energía del país que corresponde a la energía residual que se ha considerado para suplir en casos de emergencia, denominada "reserva país". Se ha tomado como criterio el 5% de la oferta de la producción de energía eléctrica anual para ser una energía emergente. Es difícil establecer un criterio sobre el porcentaje que se debe guardar para considerar la energía de reserva. En un mercado abierto a la libre oferta y demanda, en los sistemas eléctricos no será indispensable tener una gran reserva de energía pues se la podría obtener de otras fuentes y de acuerdo a las regulaciones que regirían el mercado. Se ha considerado como criterio que este 5% es un buen excedente en la producción para mantenerlo como reserva.
- La reserva de producción de energía eléctrica anual del país que se podría transferir en la interconexión Perú – Ecuador, que resulta de la sustracción de la reserva de energía total con la reserva país de energía, se la ha denominado "energía de transferencia".
- El porcentaje que representa la producción de "energía de transferencia" con respecto a la oferta de producción de energía eléctrica del propio país.

La reserva en la producción de la energía eléctrica anual que se analiza establecerá la cantidad de energía eléctrica que podría el Perú intercambiar en la interconexión Ecuador – Perú en seis escenarios de oferta y demanda:

- Escenario Mayor o Alto.
- Escenario Medio.
- Escenario Menor o Bajo.
- Escenario Demanda Mayor – Oferta Menor
- Escenario Demanda Mayor – Oferta Media
- Escenario Demanda Media -- Oferta Menor

Todos estos datos se tratan solamente para barra de generación, y están expresados en gigavatios-hora. El porcentaje de energía de transferencia con respecto a la oferta de energía definirá la situación del país respecto a la energía eléctrica que podría el Perú “comprar” o “vender” en una potencial interconexión.

En los anexos citados anteriormente, el primer gráfico permite observar: la reserva de producción de energía eléctrica total del país, la reserva país (el 5% de la oferta de energía eléctrica del país) y la energía eléctrica de transferencia que recibe o entrega el país, todos ellos en GWh en el período del 2001 al 2010 de cada escenario determinado. El segundo gráfico muestra la energía de transferencia, que entrega o recibe el país, expresada en porcentaje respecto a la oferta de producción de energía eléctrica del propio país.

Cada escenario tiene sus peculiaridades, las más importantes se detallan a continuación:

a) ESCENARIO ALTO⁵⁶.-

La proyección se muestra en el anexo 3.2.6.a.

⁵⁶ Para este escenario se ha tomado en cuenta los correspondientes escenarios altos de demanda y oferta de energía en el Perú.

Cuadro N° 3.102 "Reserva de Energía. Perú Esc. Alto"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Reser. energ. total	2001-2003	Creciente	2790	7954	5164	185
	2003-2005	Decreciente	7954	6168	-1768	-22
	2005-2010	Creciente	6168	13301	7133	116
Reserva país	2001-2010	Creciente	1215	2421	1206	99
Energía Transf.	2001-2003	Creciente	1575	6319	4744	301
	2003-2005	Decreciente	6319	4437	-1882	-30
	2005-2010	Creciente	4437	10880	6443	145

Cuadro N° 3.103 "[%] (Energ. Transf./Oferta). Perú Esc. Alto"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Energ. Transf.	2001-2003	Creciente	6	18	+12
	2003-2005	Decreciente	18	13	-5
	2005-2006	Creciente	13	19	+6
	2006-2007	Decreciente	19	16	-3
	2007-2009	Estable	16	16	0
	2009-2010	Creciente	16	22	+6

En resumen, la energía de transferencia promedio del Perú, para un escenario alto, es de 5909 GWh/año, lo que representa un 16% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica. En todos los años hay sobrantes de energía eléctrica que generarían recursos para el país. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de energía total es de 7810 GWh/año. La reserva país de energía eléctrica en promedio es de 1821 GWh/año, que podría cubrir la salida de una central generadora de gran potencia en un período aproximado de 12 meses.

b) ESCENARIO MEDIO⁵⁷.-

La proyección se muestra en el anexo 3.2.6.b.

⁵⁷ Para este escenario se ha tomado en cuenta los correspondientes escenarios medios de demanda y oferta de energía en el Perú.

Cuadro N° 3.104 "Reserva de Energía. Perú Esc. Medio"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Reser. energ. total	2001-2003	Creciente	3267	7129	3862	118
	2003-2006	Decreciente	7126	4436	-2693	-38
	2006-2007	Creciente	4436	6983	2547	57
	2007-2009	Decreciente	6983	6208	-775	-11
	2009-2010	Creciente	6208	8842	2634	42
Reserva país	2001-2010	Creciente	1141	1817	676	59
Energía Transf.	2001-2003	Creciente	2127	5709	3582	168
	2003-2006	Decreciente	5709	3016	-2693	-47
	2006-2007	Creciente	3016	5394	2378	79
	2007-2009	Decreciente	5394	4569	-825	-15
	2009-2010	Creciente	4569	7025	2456	54

Cuadro N° 3.105 " [%] (Energ. Transf./Oferta). Perú Esc. Medio"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Energ. Transf.	2001-2003	Creciente	9	21	+12
	2003-2006	Decreciente	21	11	-10
	2006-2007	Creciente	11	17	+6
	2007-2009	Decreciente	17	14	-3
	2009-2010	Creciente	14	19	+5

En resumen, la energía eléctrica de transferencia promedio del Perú en un escenario medio es de 4698 GWh/año, lo que representa un 16% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica, que es una respetable cantidad de energía. Absolutamente en todos los años, podría el Perú entregar una gran cantidad de energía eléctrica a través de la interconexión. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de energía total estaría en 6183 GWh/año. La reserva país de energía en promedio sería de 1485 GWh/año que podría cubrir la salida de una central generadora de gran potencia en un período aproximado de 10 meses.

c) ESCENARIO BAJO⁵⁸.-

Es un escenario en el cual se puede observar la potencia que necesitaría importar el país ya que no se contempla ninguna ampliación al parque generador. La proyección se muestra en el anexo 3.2.6.c.

Cuadro N° 3.106 "Reserva de Energía. Perú Esc. Bajo"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR	VALOR	INCRE	%
			INICIAL [GWh]	FINAL [GWh]	MENTO [GWh]	INCREM.
Reser. energ. total	2001-2010	Decreciente	2144	-3359	-5503	-257
Reserva país	2001-2010	Estable	1003	1003	0	0
Energía Transf.	2001-2010	Decreciente	1140	-4362	-5502	-483

Cuadro N° 3.107 "[%] (Energ. Transf./Oferta). Perú Esc. Bajo"

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	%	%	%
			INICIAL	FINAL	INCREM.
% Energ. Transf.	2001-2010	Decreciente	6	-22	-28

En resumen, la energía eléctrica de transferencia promedio del Perú en un escenario bajo es de -1631 GWh/año para su funcionamiento, es decir, en este escenario, el Perú tendrá que importar energía eléctrica, lo que representa un -8% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica. Desde el año 2000 hasta el año 2003 el Perú no tendría déficit de energía eléctrica (incluso en los años 2000 y 2001 podrían vender cierta cantidad) pero desde el año 2003 hasta el final de la década se requeriría que el Perú reciba del Ecuador (o cualquier otro país) la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de su sistema de potencia. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de producción de energía total sería de -628 GWh/año, no garantizaría su reserva de energía propia desde el año 2005. La reserva país de energía en promedio sería de 1003 GWh/año. Lastimosamente esta "reserva país" no podría cumplirla el Perú desde el año 2003.

⁵⁸ Para este escenario se ha tomado en cuenta los correspondientes escenarios bajos de demanda y oferta de energía en el Perú.

d) ESCENARIO: DEMANDA MAYOR – OFERTA MENOR⁵⁹.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.2.6.d.

Cuadro N° 3.108 “Reserva de Energía. Perú Esc. Demay - Ofemen”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Reser. energ. total	2001-2010	Decreciente	-1440	-15056	-13616	-945
Reserva país	2001-2010	Estable	1003	1003	0	0
Energía Transf.	2001-2010	Decreciente	-2443	-16060	-13617	-557

Cuadro N° 3.109 “ [%] (Energ. Transf./Oferta). Perú Esc. Demay - Ofemen”

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
% Energ. Transf.	2001-2010	Decreciente	-12	-80	-68

En resumen, en el escenario “Demanda Mayor – Oferta Menor”, la energía de transferencia del sistema peruano en promedio es un déficit en la producción de energía eléctrica de -9538 GWh/año, lo que representa un -48% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica. En todos los años el Perú necesitaría “importar” energía eléctrica desde el Ecuador u otros países. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de energía total estaría en - 8535 GWh/año. La reserva país de energía eléctrica en promedio es de 1003 GWh/año, es por ello que el Perú no dispondría de ninguna reserva de energía en toda la década.

e) ESCENARIO DEMANDA MAYOR – OFERTA MEDIA⁶⁰.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.2.6.e.

⁵⁹ Para este escenario se ha tomado los datos del Perú de demanda de energía eléctrica en un escenario alto o mayor con la oferta de producción de energía eléctrica anual en un escenario menor o bajo.

⁶⁰ Para este escenario se ha tomado los datos del Perú de demanda de energía eléctrica anual en un escenario alto o mayor con la oferta de producción de energía eléctrica anual en un escenario medio.

Cuadro N° 3.110 "Reserva de Energía. Perú Esc. Demay - Ofemed"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR	VALOR	INCRE	% INCREM.
			INICIAL [GWh]	FINAL [GWh]		
Reser. energ. total	2001-2002	Creciente	1306	4390	3084	236
	2002-2006	Decreciente	4390	-1276	-5666	-129
	2006-2007	Creciente	-1276	834	2110	165
	2007-2009	Decreciente	834	-894	-1728	-207
	2009-2010	Creciente	-894	1222	2116	237
Reserva país	2001-2010	Creciente	1141	1817	676	59
Energía Transf.	2001-2002	Creciente	165	3017	2852	1726
	2002-2006	Decreciente	3017	-2696	-5713	-189
	2006-2007	Creciente	-2696	-756	1940	72
	2007-2009	Decreciente	-756	-2533	-1777	-235
	2009-2010	Creciente	-2533	-595	1938	77

Cuadro N° 3.111 "[%] (Energ. Transf./Oferta). Perú Esc. Demay - Ofemed"

PARAMETRO	PERÍODO	TENDENCIA	%	%	%
			INICIAL	FINAL	INCREM.
% Energ. Transf.	2001-2002	Creciente	1	11	+10
	2002-2006	Decreciente	11	-9	-20
	2006-2007	Creciente	-9	-2	+7
	2007-2009	Decreciente	-2	-8	-6
	2009-2010	Creciente	-8	-2	+6

En resumen, en el escenario "Demanda Mayor – Oferta Media", la energía eléctrica de transferencia en promedio del Perú es un déficit en la producción de la energía eléctrica de -395 GWh/año, lo que representa un -1% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica, que es una pequeña cantidad de energía. Entre los años 2001 y 2004, el Perú podría "exportar" energía eléctrica pero entre los años 2005 y 2010, necesitará "importar" energía desde el Ecuador u otro país. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de energía total es de 1085 GWh/año. La reserva país de energía en promedio sería de 1485 GWh/año que podría cubrir la salida de una central generadora de gran potencia en un período aproximado de 10 meses.

f) ESCENARIO: DEMANDA MEDIA – OFERTA MENOR⁶¹.-

Los datos han sido tabulados en el anexo 3.2.6.f.

Cuadro N° 3.112 “Reserva de Energía. Perú Esc. Demed - Ofemen”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	VALOR	VALOR	INCRE	%
			INICIAL [GWh]	FINAL [GWh]	MENTO [GWh]	INCREM.
Reser. energ. total	2001-2010	Decreciente	522	-7436	-7958	-1525
Reserva país	2001-2010	Estable	1003	1003	0	0
Energía Transf.	2001-2010	Decreciente	-481	-8440	-7959	-1655

Cuadro N° 3.113 “ [%] (Energ. Transf./Oferta). Perú Esc. Demed - Ofemen”

PARAMETRO	PERIODO	TENDENCIA	%	%	%
			INICIAL	FINAL	INCREM.
% Energ. Transf.	2001-2010	Decreciente	-2	-42	-40

En resumen, la energía de transferencia en promedio del Perú en un escenario de “Demanda Media – Oferta Menor” es de -4445 GWh/año, es decir, en este escenario, el Perú tendrá que importar energía eléctrica, lo que representa un -22% con respecto a la oferta o producción neta de energía eléctrica. A partir del año 2001 hasta el final de la década se requeriría que el Perú reciba del Ecuador (o cualquier otro país) la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de su sistema de potencia. La reserva promedio (en todo el período de estudio) de producción de energía total sería de -3442 GWh/año. La reserva país de energía en promedio sería de 1003 GWh/año, pero la reserva de energía total no podría cubrirla por tener un alto déficit.

3.3 INTERCAMBIO DE POTENCIA EN LA INTERCONEXIÓN ECUADOR – PERÚ.-

En los anexos 3.3.a, 3.3.b, 3.3.c, 3.3.d, 3.3.e y 3.3.f se muestran los cuadros con los siguientes datos:

⁶¹ Para este escenario se ha tomado los datos del Perú de demanda de energía eléctrica anual en un escenario medio con la oferta de producción de energía eléctrica anual en un escenario menor o bajo.

- La oferta de potencia neta que el Ecuador y el Perú podrían intercambiar en la interconexión.
- La oferta de potencia instalada total que ambos países aportarían a la interconexión. Es la suma de las ofertas de potencia neta de cada país.
- El porcentaje que representa cada una de las ofertas de potencia neta de Ecuador y Perú con respecto a la oferta de potencia instalada total de interconexión.

La oferta de potencia instalada total de interconexión que se analiza establecerá la potencia que podrían intercambiar ambos países en la interconexión Ecuador – Perú en seis escenarios de oferta y reserva: Escenario “Mayor o Alto”, Escenario “Medio”, Escenario “Menor o Bajo”, Escenario “Demanda Mayor – Oferta Menor”, Escenario “Demanda Mayor – Oferta Media” y Escenario “Demanda Media – Oferta Menor”. Se podrá concluir los límites de potencia transferibles de la interconexión. Las potencias están expresadas en megavatios. Los porcentajes de las potencias de cada país con respecto a la potencia total de interconexión cuantificarán el aporte unitario de cada país a la interconexión.

En la parte inferior del cuadro está el promedio de cada uno de los datos tabulados. Mostrará una noción más generalizada de cada parámetro en el período de estudio.

El primer gráfico de los anexos permite observar: la potencia de transferencia que ofrecería cada país y la suma de ambas curvas que sería la potencia de intercambio total en la interconexión, todos ellos en MW en el período del 2001 al 2010 de cada escenario determinado.

El segundo gráfico muestra los porcentajes de las potencias de cada país con respecto a la potencia total de interconexión, de igual manera para el mismo período de estudio y en cada uno de los escenarios mencionados.

Cada escenario tiene sus peculiaridades, las más importantes se detallan a continuación:

a) ESCENARIO ALTO⁶².-

La proyección se muestra en el anexo 3.3.a.

Cuadro N° 3.114 "Intercambios Pot. Interconex. Esc. Alto"

POTENCIA	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Ecuador Transf.	2001-2010	Creciente	237	1324	1087	459
Perú Transf.	2001-2010	Creciente	1335	2547	1212	91
Total Interc.	2001-2010	Creciente	1537	3871	2334	152

Cuadro N° 3.115 "Intercambio Pot [%] Interconex. Esc. Alto"

% POTENCIA TRANSF.	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Ecuador	2001-2009	Creciente	15	41	+26
	2009-2010	Decreciente	41	34	-7
Perú	2001-2009	Decreciente	85	59	-26
	2009-2010	Creciente	59	66	+7

En resumen, la potencia de intercambio para un escenario alto que podría entregar el sistema ecuatoriano en todo el período de estudio como datos promediales es de 864 MW y un porcentaje de 29% de la potencia total de la interconexión. Análogamente la potencia promedio de intercambio que podría entregar el sistema peruano es de 1938 MW que en promedio representa el 71% de la potencia total de la interconexión. La interconexión podría intercambiar en promedio una potencia total de 2800 MW. En todos los años hay sobrantes de potencia en ambos países lo que tornaría no viable la interconexión ya que ninguno de los países tendría necesidades de potencia, es decir independientemente los dos sistemas eléctricos de potencia funcionarían adecuadamente. Este escenario sería una opción válida si esta interconexión está enlazada a otras que permitan intercambiar potencia con otros países de la región.

⁶² Este escenario ha considerado los correspondientes escenarios altos de las potencias transferibles del Ecuador y del Perú.

b) ESCENARIO MEDIO⁶³.-

- La proyección se muestra en el anexo 3.3.b.

Cuadro N° 3.116 "Intercambios Pot. Interconex. Esc. Medio"

POTENCIA	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Ecuador Transf.	2001-2004	Creciente	392	745	353	90
	2004-2010	Decreciente	745	-72	-817	-110
Perú Transf.	2001-2002	Creciente	1599	2068	469	29
	2002-2006	Decreciente	2068	1278	-790	-38
	2006-2010	Creciente	1278	1763	485	38
Total Interc.	2001-2003	Creciente	1990	2547	557	28
	2003-2010	Decreciente	2547	1691	-856	-34

Cuadro N° 3.117 "Intercambio Pot [%] Interconex. Esc. Medio"

% POTENCIA TRANSF.	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Ecuador	2001-2006	Creciente	20	32	+12
	2006-2010	Decreciente	32	-4	-36
Perú	2001-2002	Creciente	80	82	+2
	2002-2006	Decreciente	82	68	-14
	2006-2010	Creciente	68	104	+36

En resumen, la potencia de intercambio para un escenario medio que podría entregar el sistema ecuatoriano en todo el período de estudio como datos promediales es de 426 MW y un porcentaje de 20% de la potencia total de la interconexión. Análogamente la potencia promedio de intercambio que podría entregar el sistema peruano es de 1630 MW que en promedio representa el 80% de la potencia total de la interconexión. La interconexión podría intercambiar en promedio una potencia total de 2055 MW. Entre los años 2001 y 2009 hay sobrantes de potencia en ambos países lo que tornaría no viable la interconexión ya que se contaría en cada país con las reservas suficientes para su

⁶³ Este escenario ha considerado los correspondientes escenarios medios de las potencias transferibles del Ecuador y del Perú.

funcionamiento. Este lapso sería una opción válida si esta interconexión estuviera enlazada a otras que permitan intercambiar potencia con otros países de la región. A partir del año 2010, el Ecuador necesitaría importar potencia para el funcionamiento de su sistema, lo que podría proveerle el Perú. En el último año cobraría validez la interconexión para el intercambio de potencia.

c) ESCENARIO BAJO⁶⁴.-

Es un escenario en el cual se puede observar cuanta potencia necesitaría importar cualquiera de los países ya que no contemplan ninguna ampliación al parque generador. La proyección se muestra en el anexo 3.3.c.

Cuadro N° 3.118 "Intercambios Pot. Interconex. Esc. Bajo"

POTENCIA	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCRE MENTO [MW]	% INCREM.
Ecuador Transf.	2001-2010	Creciente	590	-355	-945	-160
Perú Transf.	2001-2010	Creciente	1381	572	-809	-59
Total Interc.	2001-2010	Creciente	1971	217	-1754	-89

Cuadro N° 3.119 "Intercambio Pot [%] Interconex. Esc. Bajo"

% POTENCIA TRANSF.	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Ecuador	2001-2010	Decreciente	30	-163	-193
Perú	2001-2010	Creciente	70	263	+193

En resumen, la potencia de intercambio para un escenario bajo que podría entregar el sistema ecuatoriano en todo el período de estudio como datos promediales es de 145 MW y un porcentaje de -10% (hay ciertos años en donde el Ecuador tiene que importar energía) de la potencia total de la interconexión. Análogamente la potencia promedio de intercambio que podría entregar el sistema peruano es de 975 MW que en promedio representa el 110% de la potencia total de la interconexión. La interconexión podría intercambiar en promedio una potencia total de 1119 MW. Entre los años 2000 y 2007 hay

⁶⁴ Este escenario ha considerado los correspondientes escenarios menores de las potencias transferibles del Ecuador y del Perú.

sobrantes de potencia en ambos países lo que tornaría no viable la interconexión ya que se contaría en cada país con las reservas suficientes para su funcionamiento. Este lapso sería una opción válida si esta interconexión estuviese enlazada a otras que permitan intercambiar potencia con otros países de la región. A partir del año 2008, el Ecuador necesitaría importar potencia para el funcionamiento de su sistema, que podría proveerle el Perú. En este lapso cobraría validez la interconexión para el intercambio de potencia.

d) ESCENARIO: DEMANDA MAYOR – OFERTA MENOR⁶⁵.-

La proyección se muestra en el anexo 3.3.d.

Cuadro N° 3.120 “Intercambios Pot. Interconex. Esc. Demay - Ofemen”

POTENCIA	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCRE MENTO [MW]	% INCREM.
Ecuador Transf.	2001-2010	Decreciente	237	-1537	-1774	-749
Perú Transf.	2001-2010	Decreciente	699	-1097	-1796	-257
Total Interc.	2001-2010	Decreciente	936	-2633	-3569	-381

Cuadro N° 3.121 “Intercambio Pot [%] Interconex. Esc. Demay - Ofemen”

% POTENCIA TRANSF.	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Ecuador	2001-2004	Decreciente	25	-168	-193
	2004-2010	Creciente	-168	-58	+110
Perú	2001-2003	Creciente	75	129	+54
	2003-2010	Decreciente	129	-42	-171

En el segundo gráfico del anexo 3.7.a se observa que la representatividad de la potencia de interconexión del Perú con respecto a la potencia de interconexión total es mayor que su similar del Ecuador. Pero esta representatividad es mayor porque es un sistema de potencia eléctrico más grande que el ecuatoriano. Ambas curvas tienden a ser decrecientes y a valores negativos. El porcentaje ecuatoriano llega a estos valores en el año 2003, mientras que el símil peruano en el año 2005. Cuando el Ecuador llega a porcentajes negativos, el Perú tiene los

⁶⁵ Este escenario ha considerado los escenarios “Demanda Mayor – Oferta Menor” de las potencias transferibles del Ecuador y del Perú.

años entre el 2003 y el 2005 para elevar su representatividad, complementariamente el Ecuador desciende a extremos muy bajos en su porcentaje.

En resumen, en este escenario "Demanda Mayor – Oferta Media", la potencia de intercambio que tendría que "importar" el sistema ecuatoriano en todo el período de estudio como datos promediales es de 568 MW que es un porcentaje de 54% de la potencia total de la interconexión. Análogamente la potencia promedio de intercambio que tendría que "importar" el sistema peruano es de 196 MW que en promedio representa el 14% de la potencia total de la interconexión. La interconexión tendría que "importar teóricamente" en promedio una potencia total de 764 MW. Entre los años 2000 y 2002, ambos países podrían "exportar" potencia eléctrica, entre los años 2003 y 2004 se produciría un intercambio de potencia entre ambos países y a partir del año 2005, ambos países necesitarían "importar" potencia de otros sistemas. Este escenario muestra la importancia de un enlace eléctrico con otras regiones para poder realizar las exportaciones iniciales, los intercambios y las importaciones finales de potencia eléctrica.

e) ESCENARIO DEMANDA MAYOR – OFERTA MEDIA⁶⁶.-

La proyección se muestra en el anexo 3.3.e.

Cuadro N° 3.122 "Intercambios Pot. Interconex. Esc. Demay - Ofemed"

POTENCIA	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Ecuador Transf.	2001-2004	Creciente	237	492	255	108
	2004-2010	Decreciente	492	-644	-1136	-231
Perú Transf.	2001-2002	Creciente	1236	1776	540	44
	2002-2006	Decreciente	1776	963	-813	-46
	2006-2007	Creciente	963	1184	221	23
	2007-2009	Decreciente	1184	928	-256	-21
	2009-2010	Creciente	928	1115	187	20
Total Interc.	2001-2002	Creciente	1474	2046	572	39
	2002-2010	Decreciente	2046	471	-1575	-77

⁶⁶ Este escenario ha considerado los escenarios "Demanda Mayor – Oferta Media" de las potencias transferibles del Ecuador y del Perú.

Cuadro N° 3.123 "Intercambio Pot [%] Interconex. Esc. Demay - Ofemed"

% POTENCIA TRANSF.	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Ecuador	2001-2006	Creciente	16	22	+6
	2006-2010	Decreciente	22	-137	-159
Perú	2001-2006	Decreciente	84	78	-6
	2006-2010	Creciente	78	237	+159

La representatividad del sistema peruano es mayor porque es un sistema de potencia más grande que el ecuatoriano; y además a partir del año 2006 es más ambicioso el plan de ampliación del parque generador peruano, mientras que se produce un estancamiento del sistema ecuatoriano, lo cual hace que este porcentaje crezca más.

En resumen, en el escenario "Demanda Mayor – Oferta Media", la potencia de intercambio que podría entregar el sistema ecuatoriano en todo el período de estudio como datos promediales es de 94 MW y un porcentaje de -9% (ya que en los últimos tres años necesita importar potencia de otros sistemas) de la potencia total de la interconexión. Análogamente la potencia promedio de intercambio que podría entregar el sistema peruano es de 1241 MW que en promedio representa el 109% de la potencia total de la interconexión. La interconexión podría intercambiar en promedio una potencia total de 1335 MW. Entre los años 2000 y 2007 hay sobrantes de potencia en ambos países lo que tornaría no viable la interconexión, ya que se contaría en cada país con las reservas suficientes para su funcionamiento. Este lapso sería una opción válida si esta interconexión está enlazada a otras que permitan intercambiar potencia con otros países de la región. A partir del año 2008, el Ecuador necesitaría importar potencia para el funcionamiento de su sistema lo que podría proveerle el Perú. En los últimos tres años cobraría validez la interconexión para el intercambio de potencia.

f) ESCENARIO: DEMANDA MEDIA – OFERTA MENOR⁶⁷.-

⁶⁷ Este escenario ha considerado los escenarios "Demanda Media – Oferta Menor" de las potencias transferibles del Ecuador y del Perú.

La proyección se muestra en el anexo 3.3.f.

Cuadro N° 3.124 "Intercambios Pot. Interconex. Esc. Demed - Ofemen"

POTENCIA	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [MW]	VALOR FINAL [MW]	INCREMENTO [MW]	% INCREM.
Ecuador Transf.	2001-2010	Decreciente	392	-965	-1357	-346
Perú Transf.	2001-2010	Decreciente	1061	-449	-1510	-142
Total Interc.	2001-2010	Decreciente	1453	-1413	-2866	-197

Cuadro N° 3.125 "Intercambio Pot [%] Interconex. Esc. Demed - Ofemen"

% POTENCIA TRANSF.	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Ecuador	2001-2005	Decreciente	27	-173	-200
	2005-2010	Creciente	-173	-68	+105
Perú	2001-2005	Creciente	73	273	+200
	2005-2010	Decreciente	273	-32	-305

En resumen, la potencia de intercambio en el escenario "Demanda Media – Oferta Menor" que tendría que recibir el sistema ecuatoriano en todo el período de estudio como datos promediales es de 237 MW y un porcentaje de -49% de la potencia total de la interconexión (tendría que importar bastante potencia). Análogamente la potencia promedio de intercambio que podría entregar el sistema peruano es de 193 MW que en promedio representa el 49% de la potencia total de la interconexión. La interconexión podría intercambiar en promedio una potencia total de -44 MW (habría la necesidad de importar potencia). Entre los años 2000 y 2004 hay sobrantes de potencia en ambos países lo que tornaría no viable la interconexión ya que se contaría, en cada país, con las reservas suficientes para su funcionamiento. Este lapso sería una opción válida si esta interconexión estaría enlazada a otras que permitan intercambiar potencia con otros países de la región. Entre los años 2005 y 2006, el Ecuador necesitaría importar potencia para el funcionamiento de su sistema lo que podría proveerle el Perú. En este lapso cobraría validez la interconexión para el intercambio de potencia. Finalmente a partir del año 2007, ambos sistemas eléctricos nacionales necesitan "importar" potencia de otros países.

3.4 INTERCAMBIO DE ENERGÍA EN LA INTERCONEXIÓN ECUADOR – PERÚ.-

En los anexos 3.4.a, 3.4.b, 3.4.c, 3.4.d, 3.4.e y 3.4.f. se muestran los cuadros con los siguientes datos:

- La oferta de energía eléctrica que el Ecuador y el Perú podrían intercambiar en la interconexión.
- La oferta de energía eléctrica total que ambos países aportarían a la interconexión. Es la suma de las ofertas de energía eléctrica de cada país.
- El porcentaje que representa cada una de las ofertas de energía eléctrica de Ecuador y Perú con respecto a la oferta de energía eléctrica total de interconexión.

La oferta de energía total de interconexión que se analiza establecerá la energía eléctrica que se podría intercambiar entre ambos países en la interconexión Ecuador – Perú en seis escenarios de oferta y demanda: Escenario “Mayor o Alto”, Escenario “Medio”, Escenario “Menor o Bajo”, Escenario “Demanda Mayor – Oferta Menor”, Escenario “Demanda Mayor – Oferta Media” y Escenario “Demanda Media – Oferta Menor”. Se podrá concluir los límites de energía eléctrica transferible de la interconexión. La energía eléctrica está expresada en gigavatios-hora. Los porcentajes de las energías de cada país con respecto a la energía total de interconexión cuantificarán el aporte unitario de cada país a la interconexión.

En la parte inferior del cuadro está el promedio de cada uno de los datos tabulados. Mostrará una noción mas generalizada de cada parámetro en el período de estudio.

El primer gráfico de los anexos permite observar: la energía de transferencia que ofrecería cada país y la suma de ambas curvas que sería la energía de intercambio total en la interconexión, todos ellos en GWh en el período del 2001 al 2010 de cada escenario determinado.

El segundo gráfico muestra los porcentajes de las energías de cada país con respecto a la energía total de interconexión, de igual manera para el mismo período de estudio y en cada uno de los escenarios mencionados.

Cada escenario tiene sus peculiaridades, las más importantes se detallan a continuación:

a) ESCENARIO ALTO⁶⁸.-

La proyección se muestra en el anexo 3.4.a.

Cuadro Nº 3.126 "Intercambios Energ. Interconex. Esc. Alto"

ENERGÍA	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Ecuador Transf.	2001-2010	Creciente	563	8858	8295	1473
Perú Transf.	2001-2003	Creciente	1575	6319	4744	301
	2003-2005	Decreciente	6319	4437	-1882	-30
	2005-2010	Creciente	4437	10880	6443	145
Total Interc.	2001-2003	Creciente	2139	10012	6883	322
	2003-2004	Decreciente	10012	7792	-2220	-22
	2004-2010	Creciente	7792	19738	11946	153

Cuadro Nº 3.127 "Intercambio Energ [%] Interconex. Esc. Alto"

% ENERGÍA TRANSF.	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Ecuador	2001-2005	Creciente	26	44	+18
	2005-2006	Decreciente	44	34	-10
	2006-2009	Creciente	34	56	+22
	2009-2010	Decreciente	56	45	-11
Perú	2001-2005	Decreciente	74	56	-18
	2005-2006	Creciente	56	66	+10
	2006-2009	Decreciente	66	44	-22
	2009-2010	Creciente	44	55	+11

⁶⁸ Este escenario ha considerado los correspondientes escenarios altos de las energías transferibles del Ecuador y del Perú.

En resumen, la energía de intercambio para un escenario alto que podría entregar el sistema ecuatoriano en todo el período de estudio como datos promediales es de 4721 GWh/año y un porcentaje del 41% de la energía total de la interconexión. Análogamente la energía promedio de intercambio que podría entregar el sistema peruano es de 5989 GWh/año que en promedio representa el 59% de la energía total de la interconexión. La interconexión podría intercambiar en promedio energía eléctrica en el orden de 10711 GWh/año. En todos los años hay sobrantes de energía en ambos países lo que tomaría no viable la interconexión ya que ninguno de los países tendría necesidades de energía, es decir independientemente los dos sistemas eléctricos de potencia satisfacerían las expectativas de energía eléctrica de su propio mercado. Este escenario, en general, sería una opción válida si esta interconexión está enlazada a otras que permitan intercambiar energía eléctrica con otros países de la región.

b) ESCENARIO MEDIO⁶⁹.-

La proyección se muestra en el anexo 3.4.b.

Cuadro N° 3.128 "Intercambios Energ. Interconex. Esc. Medio"

ENERGÍA	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Ecuador Transf.	2001-2003	Creciente	1404	4056	2652	189
	2003-2010	Decreciente	4056	-436	-4492	-111
Perú Transf.	2001-2002	Creciente	2127	5692	3565	168
	2002-2006	Decreciente	5692	3016	-2676	-47
	2006-2007	Creciente	3016	5394	2378	79
	2007-2009	Decreciente	5394	4569	-825	-15
	2009-2010	Creciente	4569	7025	2456	54
Total Interc.	2001-2003	Creciente	3530	9765	6235	177
	2003-2006	Decreciente	9765	6197	-3568	-37
	2006-2007	Creciente	6197	8172	1975	32
	2007-2009	Decreciente	8172	5268	-2904	-36
	2009-2010	Creciente	5268	6588	1320	25

⁶⁹ Este escenario ha considerado los correspondientes escenarios medios de las energías transferibles del Ecuador y del Perú.

Cuadro N° 3.129 "Intercambio Energ [%] Interconex. Esc. Medio"

% ENERGÍA TRANSF.	PERIODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Ecuador	2001-2002	Decreciente	40	27	-13
	2002-2006	Creciente	27	51	+24
	2006-2010	Decreciente	51	-7	-58
Perú	2001-2002	Creciente	60	73	+13
	2002-2006	Decreciente	73	49	-24
	2006-2010	Creciente	49	107	+58

En resumen, la energía de intercambio para un escenario medio que podría entregar el sistema ecuatoriano en todo el período de estudio como datos promediales es de 2319 GWh/año y un porcentaje del 32% de la energía total de la interconexión. Análogamente la energía promedio de intercambio que podría entregar el sistema peruano es de 4698 GWh/año que en promedio representa el 68% de la energía total de la interconexión. La interconexión podría intercambiar en promedio una energía total de 7017 GWh/año. Entre los años 2000 y 2009 hay sobrantes de energía en ambos países lo que tornaría no viable la interconexión ya que se contaría, en cada país, con las reservas suficientes de energía eléctrica para su funcionamiento. Este lapso sería una opción válida si esta interconexión está enlazada a otras que permitan intercambiar energía con otros países de la región. En el año 2010, el Ecuador necesitaría importar energía para cubrir la demanda insatisfecha de energía de su sistema lo que podría proveerle el Perú. En este año cobra validez la interconexión para el intercambio de energía eléctrica.

c) ESCENARIO BAJO⁷⁰.-

Es un escenario en el cual se puede observar cuanta energía eléctrica necesitaría importar cualquiera de los países ya que no contemplan ninguna ampliación al parque generador. La proyección se muestra en el anexo 3.4.c.

⁷⁰ Este escenario ha considerado los correspondientes escenarios menores de las energías transferibles del Ecuador y del Perú.

Cuadro N° 3.130 "Intercambios Energ. Interconex. Esc. Bajo"

ENERGÍA	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Ecuador Transf.	2001-2010	Decreciente	2484	-2989	-5473	-220
Perú Transf.	2001-2010	Decreciente	1140	-4362	-5502	-483
Total Interc.	2001-2010	Decreciente	3624	-7351	-10975	-303

Cuadro N° 3.131 "Intercambio Energ [%] Interconex. Esc. Bajo"

% ENERGÍA TRANSF.	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Ecuador	2001-2004	Creciente	69	529	+460
	2004-2010	Decreciente	529	-41	-570
Perú	2001-2004	Decreciente	31	-429	-460
	2004-2010	Creciente	-429	-59	+370

En resumen, la energía de intercambio para un escenario bajo que podría recibir el sistema ecuatoriano en todo el período de estudio como datos promediales es de 84 GWh/año y un porcentaje de 66% de la energía total de la interconexión. Análogamente la energía promedio de intercambio que debería recibir el sistema peruano es de 1631 GWh/año que en promedio representa el -88% de la energía total de la interconexión (tendría que importar muchísima energía). La interconexión tendría que importar en promedio una energía total de 1715 GWh/año, es decir necesitarían ambos países otra interconexión para alimentar este déficit. Entre los años 2000 y 2002 hay sobrantes de energía, o sea en cada país cuenta con las reservas suficientes para su funcionamiento en este lapso sería una opción válida si esta interconexión estuviese enlazada a otras que permitan intercambiar energía con otros países de la región. Entre los años 2003 y 2005, el Ecuador podría exportar energía para el funcionamiento del sistema peruano que comienza a tener déficit. En este lapso cobraría validez la interconexión para el intercambio de energía eléctrica. A partir del año 2006, los dos países tendrían necesidad de importar energía desde otros países de la región y talvez utilizando la interconexión Ecuador – Perú, como por ejemplo algún país del MERCOSUR.

d) ESCENARIO: DEMANDA MAYOR – OFERTA MENOR⁷¹.-

La proyección se muestra en el anexo 3.4.d.

Cuadro N° 3.132 “Intercambios Energ. Interconex. Esc. Demay - Ofemen”

ENERGÍA	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCRE MENTO [GWh]	% INCREM.
Ecuador Transf.	2001-2010	Decreciente	563	-9855	-10418	-1850
Perú Transf.	2001-2010	Decreciente	-2443	-16060	-13617	-557
Total Interc.	2001-2010	Decreciente	-1880	-25914	-24034	-1278

Cuadro N° 3.133 “Intercambio Energ [%] Interconex. Esc. Demay - Ofemen”

% ENERGÍA TRANSF.	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Ecuador	2001-2010	Decreciente	30	-38	-68
Perú	2001-2004	Creciente	-130	-62	+68

En resumen, en el escenario de “Demanda Mayor – Oferta Menor”, la energía de intercambio que tendría que “importar” el sistema ecuatoriano en todo el período de estudio como datos promediales es de 4162 GWh/año y un porcentaje promedio del -21% de la energía total de la interconexión (se tiene que importar energía). Análogamente la energía promedio de interconexión que también tendría que “importar” el sistema peruano es de 9538 GWh/año que en promedio representa el -79% de la energía total de la interconexión (también se tiene que importar energía). La interconexión podría “importar” en promedio energía eléctrica en el orden de 13700 GWh/año. En todos los años el Perú tiene déficit de energía. Entre los años 2000 y 2001, el Ecuador “exportaría” energía eléctrica. En el año 2001, el Perú tendría que “importar” energía desde el Ecuador u otros países. A partir del año 2002, tanto el Ecuador como el Perú tendrían que “importar” energía desde otros países. Este escenario, en general, sería una opción válida si esta interconexión está enlazada a otras que permitan intercambiar energía eléctrica con otros países de la región para cubrir las demandas de ambos países.

⁷¹ Este escenario ha considerado los escenarios “Demanda Mayor – Oferta Menor” de las energías transferibles del Ecuador y del Perú.

e) ESCENARIO DEMANDA MAYOR – OFERTA MEDIA⁷².-

La proyección se muestra en el anexo 3.4.e.

Cuadro N° 3.134 "Intercambios Energ. Interconex. Esc. Demay - Ofemed"

ENERGÍA	PERÍODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Ecuador Transf.	2001-2003	Creciente	563	2849	2286	406
	2003-2010	Decreciente	2849	-3640	-6489	-228
Perú Transf.	2001-2002	Creciente	165	3017	2852	1728
	2002-2006	Decreciente	3017	-2696	-5713	-189
	2006-2007	Creciente	-2696	-756	1940	72
	2007-2009	Decreciente	-756	-2533	-1777	-235
	2009-2010	Creciente	-2533	-595	1938	77
Total Interc.	2001-2003	Creciente	726	5093	4367	602
	2003-2006	Decreciente	5093	-1427	-6520	-128
	2006-2007	Creciente	-1427	-167	1260	88
	2007-2009	Decreciente	-167	-4692	-4525	-271
	2009-2010	Creciente	-4692	-4236	456	10

Cuadro N° 3.135 "Intercambio Energ [%] Interconex. Esc. Demay - Ofemed"

% ENERGÍA TRANSF.	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Ecuador	2001-2002	Decreciente	77	27	-50
	2002-2005	Creciente	27	304	+277
	2005-2006	Decreciente	304	89	-215
	2006-2007	Creciente	89	352	+263
	2007-2010	Decreciente	352	-86	-438
Perú	2001-2002	Creciente	23	73	+50
	2002-2005	Decreciente	73	-204	-277
	2005-2006	Creciente	-204	-189	15
	2006-2007	Decreciente	-189	-452	-263
	2007-2010	Creciente	-452	-14	438

⁷² Este escenario ha considerado los escenarios "Demanda Mayor – Oferta Media" de las energías transferibles del Ecuador y del Perú.

En resumen, en el escenario “Demanda Mayor – Oferta Media”, la energía de transferencia que podría entregar el sistema ecuatoriano en todo el período de estudio como datos promediales es de 440 GWh/año y un porcentaje del 83% de la energía total de la interconexión. Análogamente la energía promedio de transferencia que tendría que “importar” el sistema peruano es de 395 GWh/año que en promedio representa el -83% de la energía total de la interconexión (el Perú tendría que importar energía eléctrica). La interconexión podría intercambiar en promedio una energía total de 45 GWh/año. Entre los años 2001 y 2004 hay sobrantes de energía en ambos países lo que tornaría no viable la interconexión ya que se contaría, en cada país, con las reservas suficientes de energía eléctrica para su funcionamiento. Este lapso sería una opción válida si esta interconexión está enlazada a otras que permitan intercambiar energía con otros países de la región. Entre los años 2005 y 2007, el Ecuador podría exportar energía para cubrir la demanda insatisfecha de energía del sistema peruano. En este lapso cobra validez la interconexión para el intercambio de energía eléctrica. Finalmente a partir del año 2008, los dos países necesitan “importar” energía eléctrica de otros países, en ese caso la interconexión puede ser beneficiosa para tender un enlace eléctrico entre Ecuador, Perú y los demás países de la región.

f) ESCENARIO: DEMANDA MEDIA – OFERTA MENOR⁷³.-

La proyección se muestra en el anexo 3.4.f.

Cuadro N° 3.136 “Intercambios Energ. Interconex. Esc. Demed-Ofemen”

ENERGÍA	PERIODO	TENDENCIA	VALOR INICIAL [GWh]	VALOR FINAL [GWh]	INCREMENTO [GWh]	% INCREM.
Ecuador Transf.	2001-2010	Decreciente	1404	-6651	-8055	-574
Perú Transf.	2001-2010	Decreciente	-481	-8440	-7959	-1655
Total Interc.	2001-2010	Decreciente	922	-15090	-16012	-1737

⁷³ Este escenario ha considerado los escenarios “Demanda Media – Oferta Menor” de las energías transferibles del Ecuador y del Perú.

Cuadro N° 3.137 "Intercambio Energ [%] Interconex. Esc. Demed-Ofemen"

% ENERGÍA TRANSF.	PERÍODO	TENDENCIA	% INICIAL	% FINAL	% INCREM.
Ecuador	2001-2010	Decreciente	152	-44	-196
Perú	2001-2002	Decreciente	-52	-219	-167
	2002-2010	Creciente	-219	-56	+163

En resumen, en el escenario "Demanda Media – Oferta Menor", la energía de transferencia que tendría que "importar" el sistema ecuatoriano en todo el período de estudio como datos promediales es de 2282 GWh/año y un porcentaje de 2% de la energía total de la interconexión. Análogamente la energía promedio de transferencia que debería recibir el sistema peruano es de 4445 GWh/año que en promedio representa el -82% de la energía total de la interconexión (se tendrá que importar bastante energía). La interconexión podría intercambiar en promedio una energía total de -6727 GWh/año, es decir necesitarían ambos países otra interconexión para alimentar este déficit. Entre los años 2001 y 2002, el Ecuador podría exportar energía para el funcionamiento del sistema peruano que tiene déficit. En este lapso cobraría validez la interconexión para el intercambio de energía eléctrica. A partir del año 2003, los dos países tendrían necesidad de importar energía desde otros países de la región y talvez utilizando la interconexión Ecuador – Perú, como por ejemplo algún país del MERCOSUR.

CAPITULO 4

CAPITULO 4. SIMULACION PROBABILISTICA EN EL PROGRAMA SUPER 4.0 DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA NACIONAL ECUADOR-PERU.

4.1 ANTECEDENTES.

Como parte complementaria al estudio hasta ahora analizado se ha visto conveniente realizar la simulación digital del posible corredor energético entre Ecuador y Perú. Para tal efecto se ha utilizado el programa computacional de planificación bajo incertidumbre desarrollado por la Organización Latinoamericana de Energía -OLADE- denominado SUPER 4.0.

4.1.1 CRITERIOS Y SUPUESTOS USADOS PARA LA SIMULACIÓN EN EL SUPER 4.0.

Debido a que el programa necesita tener datos de las demandas de potencia y energía de los sistemas a interconectarse, se han ingresado los valores para dichas variables de los resultados obtenidos en el capítulo 2 del presente estudio, en los cuales se establecen las proyecciones de la demanda de potencia y energía para un período de estudio comprendido desde el año 2001 hasta el 2010 en ambos sistemas nacionales dentro de los tres escenarios básicos de crecimiento: demanda alta, demanda media y demanda baja. Del mismo modo se han tomado como datos adicionales de entrada los planes de equipamiento de centrales eléctricas hidráulicas y térmicas más probables para el período de estudio y que son para ambos países los propuestos por el Consejo Nacional de Electrificación –CONELEC- en el Ecuador y el Ministerio de Energía y Minas – MEM- en el Perú. Hay que mencionar que estos planes de equipamiento, que en el presente capítulo se los ha denominado de *oferta media*, tienen como premisas que todos los proyectos allí propuestos como viables son los que se encuentran con licencia y aprobación de ejecución de los entes reguladores de los respectivos países, y se han dejado de lado todos aquellos proyectos con calidad de candidatos que en su mayoría son tomados en otros planes de equipamiento,

por ejemplo los planes de expansión de la CIER o los del OLADE. Además se ha considerado el retiro de proyectos sobre los que no existe una probabilidad clara. Como por ejemplo: Coca-Codo Sinclair en el Ecuador o Turbo Gas Natural en el Perú, entre otros.

Los resultados que se esperan obtener de esta simulación computacional son:

- Planes de expansión de generación de acuerdo a los requerimientos de mercado, costos de inversión y costos de operación.
- Balance de potencia anual para el sistema integrado según los diferentes escenarios de demanda.
- Costos marginales asociados a la producción de energía para las diferentes tendencias de crecimiento de demanda dentro de los posibles escenarios hidrológicos y asumiendo un mercado de precios de combustibles promedio.

4.2 ACONDICIONAMIENTO DE DATOS DE ENTRADA.

Los tres escenarios de crecimiento de demanda: alta, media y baja; que fueron obtenidos en el capítulo 2 se los ha determinado sobre la base de los planes de electrificación tanto del Ecuador como del Perú, se ha tomado valores promedio que reflejan una tendencia que se desvía ligeramente de la media obtenida por los institutos encargados en ambos países.

El siguiente paso fue definir el cronograma de equipamiento más probable de las centrales hidráulicas y térmicas tanto en el Ecuador y Perú, siendo indispensable recalcar que se va a considerar a los proyectos aquí nombrados como fijos y por lo tanto, los años de entrada en operación de los mismos serán cumplidos sin opción a aplazamientos¹.

¹ El SUPER puede proponer períodos tentativos de entrada de los futuros proyectos si se asume que estos tienen la calidad de candidatos.

Cuadro N° 4.1 Proyección Anual de Demandas de Potencia y de Energía para los Sistemas Eléctricos de Ecuador y Perú.

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (ECUADOR)							
DEMANDA DE ENERGIA GWh				POTENCIA MAXIMA MW			
Años	ESC.1	ESC.2	ESC.3	AÑOS	ESC.1	ESC.2	ESC.3
2001	12844	12004	10923	2001	2413	2259	2061
2002	13702	12687	11418	2002	2561	2377	2147
2003	14628	13420	11944	2003	2720	2503	2238
2004	15620	14200	12496	2004	2889	2636	2334
2005	16674	15022	13069	2005	3069	2777	2434
2006	17849	15937	13706	2006	3269	2934	2544
2007	19033	16843	14317	2007	3469	3087	2650
2008	20297	17804	14955	2008	3681	3250	2760
2009	21781	18923	15690	2009	3931	3440	2887
2010	23262	20058	16396	2010	4187	3615	3005
DEMANDAS PROYECTADAS							
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE (PERU)							
DEMANADAS DE ENERGIA GWh				POTENCIA MAXIMA MW			
Años	ESC.1	ESC.2	ESC.3	AÑOS	ESC.1	ESC.2	ESC.3
2001	14625	13291	12189	2001	2744	2440	2171
2002	15686	13867	12601	2002	2904	2659	2245
2003	16823	14467	13026	2003	3072	2820	2322
2004	18043	15094	13467	2004	3250	3045	2400
2005	19351	15747	13922	2005	3439	3164	2485
2006	20183	16299	14303	2006	3586	3322	2554
2007	21051	16869	14694	2007	3741	3422	2626
2008	21956	17459	15095	2008	3902	3506	2699
2009	22900	18070	15507	2009	4069	3608	2775
2010	23885	18703	15930	2010	4253	3709	2852
DEMANDAS PROYECTADAS							
SISTEMA INTERCONECTADO SUR (PERU)							
DEMANADAS DE ENERGIA GWh				POTENCIA MAXIMA MW			
Años	ESC.1	ESC.2	ESC.3	AÑOS	ESC.1	ESC.2	ESC.3
2001	2366	2150	1972	2001	523	465	414
2002	2537	2243	2038	2002	553	506	428
2003	2721	2340	2107	2003	585	537	442
2004	2919	2442	2178	2004	619	580	457
2005	3130	2547	2252	2005	655	603	473
2006	3265	2637	2314	2006	683	633	486
2007	3405	2729	2377	2007	713	652	500
2008	3552	2824	2442	2008	743	668	514
2009	3704	2923	2508	2009	775	687	529
2010	3864	3025	2577	2010	810	706	543

El SUPER 4.0 da la posibilidad de establecer dentro de los planes de expansión proyectos fijos o candidatos, que en el presente ejemplo que se desea exponer, sólo se le ha dado a la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú el calificativo de candidata, para así poder condicionar su entrada en operación, a la influencia de las múltiples variables energéticas y económicas que se dieran en el transcurso del período de estudio, y por lo tanto establecer si es viable o no su realización. La potencia a transferirse por la interconexión se la ha tomado como de 250 MW, que sería el valor más aceptable según los estudios realizados². El equipamiento de proyectos eléctricos tomados en cuenta para este ejemplo se expone a continuación (Cuadro N° 4.2).

Cuadro N° 4.2 Cronograma de Equipamiento de Centrales Hidráulicas y Térmicas en los Sistemas Eléctricos de Ecuador y Perú.

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (ECUADOR)				
PLAN DE EQUIPAMIENTO MEDIO				
AÑO	HIDRAULICA	POT. (MW)	TERMICA	POT. (MW)
2003			Termoriente	270
			EDC I, II	200
			EDC III	110
2004	San Francisco	230		
2006	Mazar	180		
TOTAL		410		580

SISTEMA CENTRO NORTE Y SISTEMA SUR (PERU)					
PLAN DE EQUIPAMIENTO MEDIO					
AÑO	SISTEMA	HIDRAULICA	POT. (MW)	TERMICA	POT. (MW)
2002	SISUR	Machupicchu 1	82.5		
	SISUR	Machupicchu 2	64		
	SICN	Yuncán	130		
2005	SICN			Turbo Gas Natural	900
2008	SICN	Chimay	142		
TOTAL			418.5		900

Con todo lo anterior el programa establece tres regiones eléctricas que estarán interconectadas entre sí. Tales regiones son: Sistema Nacional Interconectado -

² Según Hydro Québec International la mejor opción tanto técnica como económica basada en su estudio realizado es la interconexión asincrónica de 250 MW.

SNI- en el Ecuador, El Sistema Interconectado Centro-Norte -SICN- y El Sistema Interconectado Sur –SISUR-, los dos últimos del Perú.

La primera interconexión regional está operando desde el año 2000, y es la que une a los dos sistemas eléctricos del Perú. Se establecen corredores energéticos entre estos dos sistemas, a más de los intercambios comerciales. Para el caso de la simulación se ha considerado a esta interconexión de 400 MW bidireccionales. La segunda interconexión y que es tema del presente estudio, es la que se concretaría entre el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador y El Sistema Interconectado Centro-Norte del Perú. Esta segunda interconexión ha sido definida para este ejemplo con una capacidad de 250 MW cuyo flujo puede ser en forma bidireccional. Hay que aclarar que el SUPER 4.0, no realiza una simulación en base a parámetros técnicos como serían niveles de voltaje, número de circuitos, cargabilidad de las líneas, subestaciones de enlace sean éstas síncronas o asíncronas, estabilidad dinámica de los sistemas. Lo que el programa establece son posibles estrategias de planificación que van asociadas a variables energéticas (escenarios de demanda, secuencias hidrológicas y variabilidad de los precios regionales de los combustibles), así como a variables económicas y financieras (costos de inversión, costos de operación, costos por déficit, etc.).

Además el programa establece tres escenarios de mercado (crecimiento de la demanda) que van asociados a los tres escenarios de demanda conocidos que se podrían dar. Como consecuencia de aquello se obtiene planes de expansión para cada uno de estos escenarios dependiendo de las variables antes mencionadas, posteriormente se propondrá un único plan que soporte cualquier escenario satisfaciendo el criterio de minimización de costos marginales a largo plazo.

Respecto a los Balances de Potencia, el programa propone períodos de entrada y factores de utilización de los diferentes proyectos si se cumplen por etapas. Entonces el balance entregado a cada sistema relaciona su demanda de potencia y energía con el equipamiento que dentro del período de estudio se obtenga para cada caso y para el sistema en conjunto, siendo un dato importante de

salida, las reservas acumuladas para cada año. Los balances anuales se encuentran tabulados en los Anexos 4.1, 4.2 y 4.3. Además de los tres escenarios de crecimiento de la demanda que fueron ingresados al sistema, el programa distribuye mensualmente estos datos a través de coeficientes estacionales y de tendencia de crecimiento obtenidos con base a la información histórica de la base de datos del programa para cada sistema en su módulo de demanda.

Los períodos de decisión que establece el programa asocian la conveniencia o no, de ejecutar un proyecto en un año determinado. Teniendo que para el caso presente, la interconexión entre Ecuador y Perú pueda ser cristalizada en tres periodos de decisión asociados a los escenarios de mercado antes mencionados.

Cuadro N° 4.3 Resumen de datos existentes de los Sistemas Eléctricos de Ecuador y Perú a procesar por el SUPER 4.0.

NUMERO DE SUBSISTEMAS: 3			
Sistema existente	Número de plantas hidráulicas	Capacidad (MW)	
(1) Sistema Nacional	4	1514	
(2) SICN	18	1971	
(3) SISUR	7	315	
Total:	29	3799	
Sistema existente	Número de plantas térmicas	Capacidad (MW)	
(1) Sistema Nacional	25	1221	
(2) SICN	11	1374	
(3) SISUR	8	387	
Total:	44	2982	
Número de Interconexiones regionales:	1	Cap (MW)	Cap (MW)
	Flujo	(2) - (3)	(3) - (2)
		400	400

Con todo lo anterior se tiene a los tres sistemas existentes con las siguientes características en cuanto a sus parámetros energéticos (Cuadro N° 4.3), diferenciando el tipo de generación eléctrica.

4.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.

4.3.1 PLANES DE EXPANSIÓN OBTENIDOS DEL MODULO DE PLANIFICACIÓN BAJO INCERTIDUMBRE –MODPIN-.

La solución obtenida por este módulo está basada en conceptos de programación estocástica y análisis de decisión, la cual opera mediante iteraciones sucesivas y bajo un rango de convergencia (que para el ejemplo es del 5%). La respuesta obtenida será la que represente el mínimo costo total actualizado de inversión y operación del sistema. Posteriormente el modelo define el plan óptimo utilizando la opción de minimizar el máximo valor de arrepentimiento, es decir, equipar el mercado asumiendo un escenario de demanda dado y suponiendo que podría ocurrir otro diferente.

Los datos hidrológicos usados vienen dados por series históricas ya integradas en el programa desde el año 1950 para las diferentes regiones donde se hallan los proyectos tanto existentes como candidatos³. A partir de estas series históricas se hace una proyección de la hidrología más probable para una región determinada con un margen de error mínimo, pues tales condiciones no se esperan que cambien en forma importante o en el peor de los casos se desvíen del promedio por menos del 10%. Además estos datos históricos de caudales se presentan en tres escenarios hidrológicos: seco, base y lluvioso; siendo el escenario medio o de base el usado para este ejemplo, por ser el más probable.

Se establece adicionalmente un costo por déficit energético, que para el presente caso es de 500 US/MWh para los Sistemas Nacional y Centro Norte y de 800 US/MWh para el SISUR. Los costos de integración por área eléctrica se los asume de nulos. Además se tiene un costo de inversión de la interconexión de 300 millones de dólares. Del mismo modo se supone que el costo anual de uso de la transmisión (peaje) es nulo, pues no se toma en cuenta la topología de la red

³ El SUPER para el presente caso define 6 regiones hidrológicas con sus respectivas series de caudales.

eléctrica sino el intercambio regional energético⁴. Realmente no se puede establecer en que punto de cada sistema se está tomando la barra de mercado para la realización de transacciones, se puede asumir que cada barra o nodo se encuentra localizado donde se concentra la mayor demanda local. El programa supone una operación bajo un esquema de mercado integrado y transacciones spot, aunque también tienen opción a ser simuladas las transacciones a término, estas no fueron establecidas en el ejemplo. Los costos por desabastecimiento de energía para los sistemas del Ecuador y Perú se encuentran tabulados en los Anexos 4.4, 4.5 y 4.6.

Según la base de datos del programa SUPER 4.0, la capacidad instalada en el sistema ecuatoriano al año 2001 es: 1514 MW de clase hidráulica y 1221 MW de clase térmica, para el Sistema Interconectado Centro-Norte –SICN- la capacidad es de 1971 MW clase hidráulica y 1374 clase térmica; finalmente para el Sistema Interconectado Sur –SISUR- se tiene que su capacidad hidráulica es de 315 MW y la térmica por el orden de 387 MW. Además se establece que la interconexión existente entre los dos sistemas peruanos tiene un intercambio de hasta 400 MW (asumidos en el programa) en ambos sentidos.

Para finales del periodo de estudio se espera tener un parque de: 1924 MW clase hidráulica y 1801 MW en el Sistema Interconectado Nacional, 2113 MW clase hidráulica y 2274 MW clase térmica en el Sistema Interconectado Centro-Norte; y finalmente 1014 MW clase hidráulica y 387 MW clase térmica en el Sistema Interconectado Sur.

Volviendo al caso de la simulación se obtienen en esta primera fase tres planes de expansión, los cuales corresponden a cada uno de los escenarios de crecimiento de los mercados dados.

⁴ Depende de los peajes de transmisión la captación de ingresos para compensar la inversión hecha por el transportista internacional.

Plan de Expansión 1. Demanda Alta.

Remitiéndonos al Cuadro N° 4.4, en este primer plan de expansión, se dará el retiro de Ecuapower para el año 2001, lo que significa una disminución de la potencia instalada del parque térmico ecuatoriano en alrededor de 130 MW. En el Ecuador no existen nuevos proyectos hasta el año 2003, en donde entrarían a operar básicamente las centrales térmicas Termoriente y EDC. Considerado para un escenario de demanda alto el presente plan, según el balance de potencia del Cuadro N° 4.5, queda claro que la potencia instalada a ese año en el país es suficiente para abastecer los requerimientos del mercado. Se complementa el equipamiento ecuatoriano dentro de este período con la entrada de los proyectos hidráulicos: San Francisco (230MW) y Mazar (180MW). Para la demanda alta a partir del año 2009 existiría un déficit energético serio en el Ecuador, aún con la inclusión de la interconexión, como lo sugiere el plan obtenido por el SUPER.

Recapitulando todo lo anterior, resulta que para el mencionado plan, la interconexión tendría validez a partir del año 2009, pues su costo de inversión y operación reduciría los costos que por desabastecimiento se llegarán a tener en el futuro si la tendencia se mantuviera. Ahora es evidente que en el Ecuador se hace necesaria la inclusión de nuevos proyectos para cambiar este panorama de insuficiencias energéticas. Por otro lado ambos sistemas peruanos experimentarán en este período sobre-equipamientos inclusive para una demanda alta; cuyo orden es de hasta el 52% en potencia en el Sistema Interconectado Centro Norte, cuando en el año 2005 entre a operar el proyecto Unidad SICN II (900MW); y del 54% el Sistema Interconectado Sur, cuando en el año 2002 se hayan completado las dos fases del Proyecto Machupicchu (146 MW). Debido a esta característica de excesiva oferta del sector peruano el plan de expansión deja fuera del período de estudio al proyecto Yuncán (130 MW). En la simulación la entrada de los diferentes proyectos se la realizaría a su totalidad de la capacidad instalada nominal declarada, además que el período de decisión para cada uno de los proyectos no rebasará el año de estudio, que a la final resulta ideal, pero realizable si dichos proyectos ya tienen el aval para su construcción.

Cuadro N° 4.4 Plan de Expansión. Escenario de Mercado de Demanda Alto.

PERIODO	SITUACION	SIST	TIPO	NOMBRE	PORC INC	PORC TOT	CAPT MW	PERIODO DECISION
Ene-01	Retiro	1		ECUAPOWER - SDOM			96	
	Retiro	1		ECUAPOWER - SELE			32	
Ene-02	Construcción	3		MACHUPICCHU1	100	100	82.5	Ene-01
	Construcción	3	H	MACHUPICCHU2	100	100	64	Ene-01
Ene-03	Construcción	1	T	TERMORIENTE	100	100	270	Ene-01
	Construcción	1	T	EDC I, II	100	100	110	Ene-01
	Construcción	1	T	EDC III	100	100	200	Ene-01
Ene-04	Construcción	1	H	SAN FRANCISCO	100	100	230	Ene-01
Ene-05	Construcción	2	T	TURBOGAS-NAT	100	100	900	Ene-04
Ene-06	Construcción	1	H	MAZAR	100	100	180	Ene-02
Ene-08	Candidata		I	EC-PE 1-2	100	100	250	Ene-07
	Construcción	2	H	CHIMAY	100	100	142	Ene-07
COSTO DE INVERSION:				1551.04 MUS\$				

Ahora el superávit energético peruano sería aprovechado por el Ecuador, en una eventual interconexión si se considera un corredor de intercambio de hasta 250 MW que fácilmente el Sistema Interconectado Centro Norte los puede suplir. De este modo se llega a tener que las reservas conjuntas hasta el año 2010 serían apenas del 2.8%. El costo de inversión del proyecto sería de 1551 millones de dólares.

Energéticamente se establece que para el mercado conjunto las reservas tienen una tendencia estable durante los siete primeros años del período de estudio (17% promedio), pero bajarían a cifras menores del 10% hacia el final del mismo como se ve en Cuadro N° 4.5.

Cuadro N° 4.5 Balance de Potencia Anual dado por el SUPER, Escenario de Demanda Alto.

ADICION DE PLANTAS TERMICAS									
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
POTENCIA MW									
0	0	580	0	900	0	0	0	0	0
ADICION DE PLANTAS HIDRAULICAS MW									
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
POTENCIA MW									
0	146.5	0	230	0	180	0	142	0	0
RETIRO DE PLANTAS TERMICAS									
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
POTENCIA MW									
128	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESERVAS PARA EL MERCADO: DEMANDA ALTA									
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
RESERVA %									
20.6	16.1	18.7	15.4	21.6	17.8	12	8.2	2.6	-2.8

Económicamente se tiene que para el plan de expansión 1, los costos se desglosarían de la siguiente forma:

COSTO DE INVERSIÓN:	1551.04 MUS\$
COSTO DE OPERACIÓN:	17226.28 MUS\$
COSTO TOTAL:	18777.32 MUS\$
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSION:	269.68 US\$/MWh

Todos estos costos son compartidos por ambos sistemas y serían imputables a los iniciadores de los proyectos locales como a los impulsores de la interconexión internacional.

Plan de Expansión 2. Demanda Media

El siguiente plan de expansión se ha establecido para un crecimiento de la demanda medio tanto en el Ecuador como en el Perú. En el Cuadro N° 4.6 es apreciable la similitud que tiene el presente plan con el anterior, pues se obliga a los proyectos dados como fijos a entrar en las fechas establecidas.

Cuadro N° 4.6 Plan de Expansión. Escenario de Demanda Medio.

PERIODO	SITUACIÓN	SIST	TIPO	NOMBRE	PORC	PORC	CAPT	PERIODO
					INC	TOT		
Ene-01								
	Retiro	1		ECUAPOWER - SDOM			96	
	Retiro	1		ECUAPOWER - SELE			32	
Ene-02								
	Construcción	3		MACHUPICCHU1	100	100	82.5	Ene-01
	Construcción	3	H	MACHUPICCHU2	100	100	64	Ene-01
Ene-03								
	Construcción	1	T	TERMORIENTE	100	100	270	Ene-01
	Construcción	1	T	EDC I, II	100	100	110	Ene-01
	Construcción	1	T	EDC III	100	100	200	Ene-01
Ene-04								
	Construcción	1	H	SAN FRANCISCO	100	100	230	Ene-01
Ene-05								
	Construcción	2	T	TURBOGAS-NAT	100	100	900	Ene-04
Ene-06								
	Construcción	1	H	MAZAR	100	100	180	Ene-02
Ene-08								
	Construcción	2	H	CHIMAY	100	100	142	Ene-07
Ene-09								
	Candidata		I	EC-PE 1-2	44.5	44.5	111.2	Ene-08
Ene-10								
	Candidata		I	EC-PE 1-2	55.5	55.5	250	Ene-09
COSTO DE INVERSION:				1526.36 MUS\$				

Para este caso resultaría beneficioso tener un equipamiento mayor particularmente en el Ecuador debido a su tendencia deficitaria de energía. Adicional a todo esto se establece que la interconexión pudiera entrar en dos etapas, a partir del año 2009 (45% en un primer momento y el 55% en el año 2010). Existiría una reducción de costos dada principalmente porque los valores por desabastecimiento se reducirían al tener ambos sistemas una confiabilidad de servicio más alta que en el caso anterior. Debido a que las reservas conjuntas no son tan críticas (25% promedio durante todo el período) es que la entrada de la interconexión no se hace tan imperiosa como en el caso anterior, pero seguiría manteniendo el sistema ecuatoriano su calidad de importador exclusivo de energía al Sistema Interconectado Centro-Norte; a menos que se establezcan en el Ecuador, proyectos confiables y económicamente viables de rápida ejecución anteriores a esta fecha para satisfacer la demanda del mercado local y que tengan reservas nacionales más acordes con la realidad esperada. La reducción de reservas en conjunto se tendrá en los dos últimos años del período, pero en todo caso no llegarán a ser negativas, sino que mantendrán un valor positivo que se encuentra aún dentro de los rangos tolerables (17% para el año 2009 y 12 % para el año 2010), esta última característica se la aprecia en el Cuadro N° 4.7

Cuadro N° 4.7 Balance de Potencia Anual dado por el SUPER, Escenario de Demanda Medio.

ADICION DE PLANTAS TERMICAS									
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
POTENCIA MW									
0	0	580	0	900	0	0	0	0	0
ADICION DE PLANTAS HIDRAULICAS MW									
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
POTENCIA MW									
0	146.5	0	230	0	180	0	142	0	0
RETIRO DE PLANTAS TERMICAS									
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
POTENCIA MW									
128	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESERVAS PARA EL MERCADO: DEMANDA MEDIA									
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
RESERVA %									
33.0	26.4	29.5	24.8	33.4	29.3	24.2	21.7	16.7	12.3

Respecto a los costos económicos inherentes a este plan de expansión 2, el programa entrega como resultados los siguientes costos asociados:

COSTO DE INVERSION:	1525.36 MUS\$
COSTO DE OPERACION:	2529.94 MUS\$
COSTO TOTAL:	4055.30 MUS\$
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSION:	72.84 US\$/MWh

Plan de Expansión 3. Demanda Baja

El siguiente plan está dado para un crecimiento de demanda bajo, considerando todas las variables de mercado usadas anteriormente en los demás escenarios de ocurrencia.

Es de esperarse que en tales condiciones las reservas nacionales sean suficientes para mitigar posibles crisis energéticas, que en los balances obtenidos en el capítulo 3 no se daban para este escenario. Ahora bien es importante conocer como se daría el equipamiento en tales condiciones, ya que, la decisión de dar paso o no a la interconexión estaría principalmente ligada al costo económico y financiero que representa su construcción en un período donde los proyectos eléctricos vigentes estarían produciendo una sobreoferta de energía, con los consiguientes problemas de sobrecostos.

El Plan de Expansión 3 puede observarse en el Cuadro N° 4.8, y lo que resulta interesante es notar que la interconexión Ecuador-Perú está propuesta entrar en operación a partir del año 2003, con un período de decisión que vendría desde el 2002. Básicamente supone que dicho proyecto es viable desde el punto de vista económico, puesto que energéticamente el mercado conjunto se halla saturado. Los costos por energía no servida esperados en este escenario son casi nulos para ambos sistemas y el costo por operación resulta muy bajo comparado con las dos opciones anteriores.

Cuadro N° 4.8 Plan de Expansión. Escenario de Demanda Baja.

PERIODO	SITUACION	SIST	TIPO	NOMBRE	PORC	PORC	CAPT	PERIODO
					INC	TOT	MW	DECISION
Ene-01								
	Retiro	1		ECUAPOWER - SDOM			96	
	Retiro	1		ECUAPOWER - SELE			32	
Ene-02								
	Construcción	3		MACHUPICCHU1	100	100	82.5	Ene-01
	Construcción	3	H	MACHUPICCHU2	100	100	64	Ene-01
Ene-03								
	Candidata		I	EC-PE 1-2	100	100	250	Ene-02
	Construcción	1	T	TERMORIENTE	100	100	270	Ene-01
	Construcción	1	T	EDC I, II	100	100	110	Ene-01
	Construcción	1	T	EDC III	100	100	200	Ene-01
Ene-04								
	Construcción	1	H	SAN FRANCISCO	100	100	230	Ene-01
Ene-05								
	Construcción	2	T	TURBOGAS-NAT	100	100	900	Ene-04
Ene-06								
	Construcción	1	H	MAZAR	100	100	180	Ene-02
Ene-08								
	Construcción	2	H	CHIMAY	100	100	142	Ene-07
COSTO DE INVERSION:				1673.22 MUS\$				

Todos los proyectos entrarían a operar a su capacidad nominal, produciendo esto que las reservas conjuntas sean del orden del 52% (Ver Cuadro N° 4.9). Obviamente este es beneficioso para cada sistema aislado pues posibles contingencias serían resueltas con costos mínimos esperados y sin la intervención de terceros. Un aspecto importante sería que al poseer los países reservas tan altas, la interconexión vería circunscrita su operación netamente a

intercambios comerciales bajo el criterio de minimizar los costos marginales de producción de los sistemas interconectados en el momento de un eventual intercambio. Por lo mismo su utilidad esta condicionada a si se dan o no transacciones de compra y venta de energía (contratos a término o de oportunidad), y la transparencia de estos tanto regulatoria como operativa.

Cuadro N° 4.9 Balance Energético Anual dado por el SUPER, Escenario de Demanda Baja.

ADICION DE PLANTAS TERMICAS									
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
POTENCIA MW									
0	0	580	0	900	0	0	0	0	0
ADICION DE PLANTAS HIDRAULICAS MW									
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
POTENCIA MW									
0	146.5	0	230	0	180	0	142	0	0
RETIRO DE PLANTAS TERMICAS									
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
POTENCIA MW									
128	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESERVAS PARA EL MERCADO: DEMANDA BAJA									
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
RESERVA %									
48.4	46.0	52.6	51.4	62.8	60.4	54.9	52.1	46.6	41.7

Los costos asociados a este nuevo plan serían los siguientes:

COSTO DE INVERSION:	1673.22 MUS\$
COSTO DE OPERACIÓN:	726.74 MUS\$
COSTO TOTAL:	2399.95 MUS\$
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSION:	61.29 US\$/MWh

Comparando económicamente estos tres planes es evidente que menores costos tendría es el obtenido para el escenario 3 (Demanda Baja), pues su costo de operación resultaría mucho menor que el de los dos anteriores, por lo mismo reduce significativamente su costo total, como se ve en el Cuadro N° 4.10.

**Cuadro N° 4.10 Comparación Económica de los planes de expansión obtenidos en el
SUPER 4.0.**

Escenario hidrológico y de Precios de los Combustibles medios			
Costos	Plan de Expansión		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo de Inversión (10 ⁶ US\$)	1551.04	1525.36	1673.22
Costo de Operación (10 ⁶ US\$)	17226.28	2529.94	726.74
Costo Total (10 ⁶ US\$)	18777.32	4055.30	2399.95
Costo Medio (US\$/MWh)	269.68	72.84	61.29

Básicamente el encarecimiento en la operación del sistema interconectado radica en los costos por desabastecimiento de energía, los cuales para el escenario 1 son muy altos, pues al poseer el sistema una reserva de potencia tan crítica, crea una incertidumbre en el mercado integrado de cómo se debería atender esta falta de servicio: si con utilización de centrales más caras o con una interconexión, que es a la final lo que se establece. También es claro que la interconexión como medio para remediar una eventual crisis deficitaria de energía, sólo sería viable si su capacidad de transporte es mucho mayor a la que se estableció para el ejemplo, que viene a su vez condicionada por múltiples variables de orden económico y técnico. O en su defecto promover el estudio y construcción de nuevas centrales viables de fácil instalación (térmicas principalmente) aprovechando las fuentes naturales accesibles a cada sistema para así minimizar dichos costos operativos.

Finalmente el plan de expansión 3, es tomado como el óptimo y se lo aplicaría en cualquiera de las otras dos condiciones de demanda que se puedan dar, esto es: para una demanda alta o una demanda media. Siendo en este caso el limitante los posibles problemas por desabastecimiento, mas no el costo de inversión actualizado que es único independientemente de cualquiera de los casos.

4.3.2 COSTOS MARGINALES DE OPERACION OBTENIDOS EN EL MÓDULO DE DESPACHO HIDROTERMICO –MODHTER.

Los costos marginales de operación de energía a largo plazo obtenidos por el Módulo Hidrotérmico del SUPER 4.0, se basan en la operación del sistema integrado a partir de la selección del plan óptimo de expansión determinado en el punto anterior; para representar cuantitativamente los costos que se derivan del despacho de la energía proyectada tanto hidráulica como térmica, a través del período de estudio dependiendo de las variables hidrológicas asumidas y mercados de combustibles dentro de tres escalones de consumo como son: de punta, media y base. Estos valores son para cada sistema y vienen expresados en forma mensual y anual promedio. Los resultados detallados se encuentran en los anexos 4.7, 4.8 y 4.9. A continuación en los Cuadros N° 4.11.a, 4.11.b y 4.11.c, se presentan los valores anuales (período 2001 – 2010). Estos son valores para el escenario base con crecimiento de demanda medio y también nivel medio de los precios de los combustibles.

Cuadro N° 4.11.a Costos Marginales Medios Anuales.

Sistema Nacional Interconectado

Año	Punta (US\$/MWh)	Media (US\$/MWh)	Base (US\$/MWh)	Promedio (US\$/MWh)
2001	45.3	33.9	32.2	35.7
2002	49.6	32.7	31.4	35.7
2003	40.4	20.2	18.7	23.8
2004	35.2	16.0	14.2	19.3
2005	29.5	18.2	15.9	19.8
2006	29.1	19.5	17.8	20.9
2007	30.3	20.5	18.3	21.8
2008	31.2	21.1	19.1	22.5
2009	35.7	24.0	21.4	25.5
2010	43.1	26.3	22.7	28.5

Cuadro N° 4.11.b Costos Marginales Medios Anuales

Sistema Interconectado Centro-Norte

Año	Punta (US\$/MWh)	Media (US\$/MWh)	Base (US\$/MWh)	Promedio (US\$/MWh)
2001	49.4	0.0	0.0	9.3
2002	50.5	0.0	0.0	9.5
2003	43.0	6.0	0.5	11.3
2004	46.3	8.0	0.8	13.0
2005	29.0	11.1	1.0	11.4
2006	29.0	12.0	1.0	11.9
2007	29.1	18.1	1.6	15.3
2008	29.6	16.4	0.2	14.1
2009	33.9	19.0	2.5	16.9
2010	40.1	24.9	0.0	20.3

Cuadro N° 4.11c) Costos Marginales Medios Anuales

Sistema Interconectado Sur

Año	Punta (US\$/MWh)	Media (US\$/MWh)	Base (US\$/MWh)	Promedio (US\$/MWh)
2001	51.4	0.0	0.0	11.2
2002	49.2	0.0	0.0	10.7
2003	42.7	5.9	0.5	12.3
2004	46.1	7.9	0.8	14.0
2005	30.0	11.1	1.1	12.1
2006	30.5	12.3	1.0	12.8
2007	30.7	18.1	1.7	15.8
2008	31.2	16.2	0.2	14.6
2009	35.7	18.5	2.7	17.4
2010	42.3	24.4	0.0	20.8

Estos valores no son necesariamente los mismos que el Centro Nacional de Control de Energía -CENACE- en el Ecuador y el Centro de Operación Económica del Sistema -COES- en el Perú obtienen periódicamente, ya que las consideraciones usadas en el programa de simulación son diferentes, pues el SUPER es un modelo energético y no considera restricciones eléctricas de corto plazo, como el valor asignado de los combustibles, períodos de mantenimiento, etc.

Referente al precio de los combustibles se ha tomado para el presente caso, un escenario de combustibles medio, en donde se ha supuesto que dicho valor permaneciere invariable a lo largo del período (el programa asume un factor de conversión de 1 para cada tipo de combustible). En el Cuadro N° 4.12 se exponen estas variables para un nivel de precios medio.

Cuadro N° 4.12 Escenario medio de combustibles usados en la simulación del SUPER 4.0.

Combustible	Poder Calórico	Precio
Diesel	10260.00 kcal/kg	25.0 US\$/barril
Bunker	10000.00 kcal/kg	18.5 US\$/barril
Petróleo Pesado	9500.00 kcal/kg	9.8 US\$/barril
Gas Natural	8500.00 kcal/m ³	2.5 US\$/10 ⁶ BTU

Los resultados obtenidos en el SUPER 4.0 de todas maneras son una buena referencia para conocer las perspectivas en cuanto a costos que tendrían los dos sistemas interconectados, si el flujo de intercambio fuera inminente para el año 2003 como se propone en el Plan de expansión óptimo (plan 3). Visto de este modo, resalta a primera vista que el costo marginal para el sistema ecuatoriano es mucho más alto en todos los escenarios que para los dos sistemas peruanos, manteniendo una tendencia alta en los tres primeros años del período (30 US\$/MWh promedio), decayendo en el intermedio a un valor aproximadamente de la mitad para volverse a elevar hacia finales del intervalo a un valor casi como el inicial. En todo caso para el sistema ecuatoriano el costo marginal promedio en todo el período es de 25.9 US/MWh.

En cambio en el SICN se presenta una tendencia siempre a la alza desde inicios del período, comenzando con un valor de 9.3 US\$/MWh para finalizar con un valor de 20.3 US\$/MWh. El valor promedio del costo marginal en este sistema es de 12.6 que resulta prácticamente la mitad que el del sistema ecuatoriano.

Para el SISUR la tendencia es también a la alza, con una pendiente de crecimiento similar que el del SICN, lo que resulta que los precios al final del

período sean casi coincidentes. El valor promedio del costo marginal es de 13.6 US\$/MWh.

Analizando estos valores se infiere que al poseer el mercado peruano un costo marginal más bajo además de que sus reservas energéticas así lo permiten, tendría mayores posibilidades de vender energía, especialmente al mercado ecuatoriano donde los precios son mucho más altos. La simulación expone esta característica pues a inicios del 2003 cuando entra a operar la interconexión los precios en el mercado ecuatoriano situados por encima de los del país del sur tienden a bajar, primeramente porque la energía que se compraría al sistema peruano ayudaría a compensar el déficit que para esos tiempos empezaría a darse en el Ecuador y segundo porque se supone una regulación en la cual el intercambio comercial produciría en el mercado importador que el costo marginal se ubique en una banda entre el costo antiguo y el nuevo, cuyo valor sería un promedio de ambos en último de los casos. En el Perú se presenta un aumento sostenido, pues sus costos representan el satisfacer su mercado local y el suplir de energía a su comprador potencial que sería el Ecuador.

Comercialmente son notables las oportunidades del Perú para establecer un negocio de intercambio de energía con el Ecuador, pero lamentablemente el referirse a costos de producción y precio de la energía que se entrega a cliente final, son dos cosas que no van de la mano. Tal como se determinó en los puntos anteriores de este capítulo, el costo marginal de producción entre el Ecuador y el Perú favorece a este segundo pues sus valores son reducidos respecto a los de su vecino del norte. Es de esperarse que los intercambios se den en es sentido (de Perú hacia Ecuador) pero hasta aquí no se ha tomado en cuenta que si bien la energía comercializada entre agentes del sistema (generadores) pueda manejarse a los niveles de costos, no se puede asegurar que los clientes finales puedan pagar el precio de la energía agregada todos los componentes tarifarios coexistentes de la importación. El precio de la energía a cliente final en el Ecuador es más bajo que en el Perú, consecuencia de una política de subsidios, por lo mismo es conocido que en el Ecuador existe un déficit tarifario ajustado a problemas internos mientras que en el Perú los valores son reales.

CAPITULO 5

CAPITULO 5. MARCO REGULATORIO EN LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA NACIONAL ENTRE ECUADOR Y PERU.

5.1 LIMITACIONES REGULATORIAS QUE EXISTEN EN UNA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA INTERNACIONAL¹.

5.1.1 IMPACTOS DE LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS SOBRE LOS AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL. SUPUESTOS REGULATORIOS.

Los impactos aquí considerados se producirían bajo el siguiente supuesto: *el costo marginal de la demanda conjunta (local más exportación), será quien fije el costo de la energía en el mercado local.* Este es el supuesto regulatorio más general y sobre el cual se basa inicialmente el estudio.

Los posibles impactos que se darían en una eventual interconexión eléctrica internacional sobre los mercados eléctricos de los países involucrados serían:

- El impacto sobre los precios en el mercado ocasional de la energía eléctrica de cada país participante.
- Las ganancias y/o pérdidas que tendrían los consumidores y generadores en cada país participante.
- Disparidad entre beneficios de la interconexión y los impactos producidos.

Por lo general se establece que el precio local de la energía en un país, va directamente relacionado con el costo marginal de producción del sistema para satisfacer cada nivel de demanda. Entonces si se parte de este supuesto regulatorio se determinarán las posibles implicaciones que se darían tanto en un

¹ La mayoría de la información aquí recopilada es tomada del Proyecto CIER 02 - Fase II "Mercados Mayoristas e Interconexiones".

mercado importador como en un mercado exportador de energía (ver Gráficos 5.1 y 5.2).

En el común de los casos, los flujos de intercambio se darían si los costos marginales del sistema exportador fueran inferiores a los del sistema importador, incluso luego de utilizar al máximo la capacidad de transporte de la interconexión. Resulta obvio que la cantidad de energía transportada por una vínculo internacional tiene que estar limitada finalmente por la capacidad de la línea. Una consecuencia de este particular es que se tendería a una equiparación de costos marginales sí la magnitud de la transferencia fuera ilimitada.

En el Gráfico N° 5.1 se muestran por separado los ahorros de los consumidores debido a la importación y las pérdidas de ingreso de los generadores del sistema importador durante el proceso en que se da el flujo de intercambio limitado F por la interconexión.

Donde:

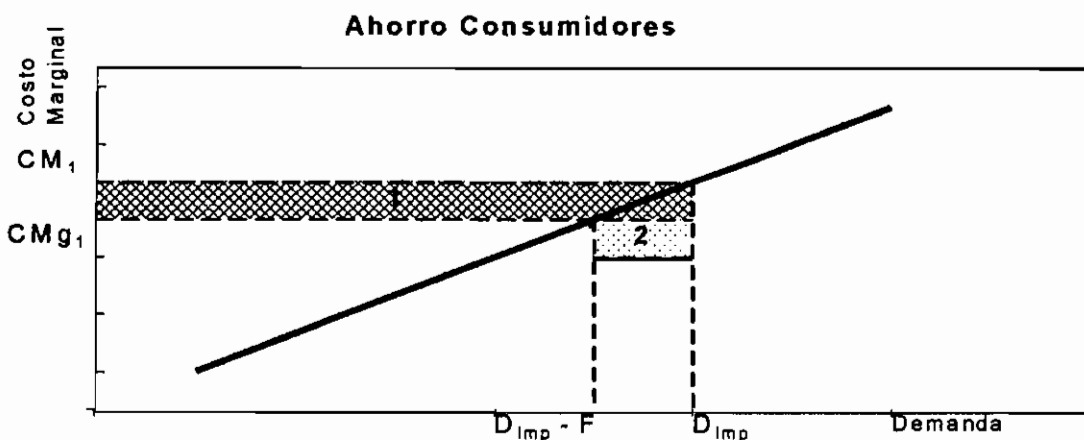
CM_1 = Costo marginal de la energía local antes de la importación

CM_{g1} = Costo marginal de la energía local en la eventualidad de una importación

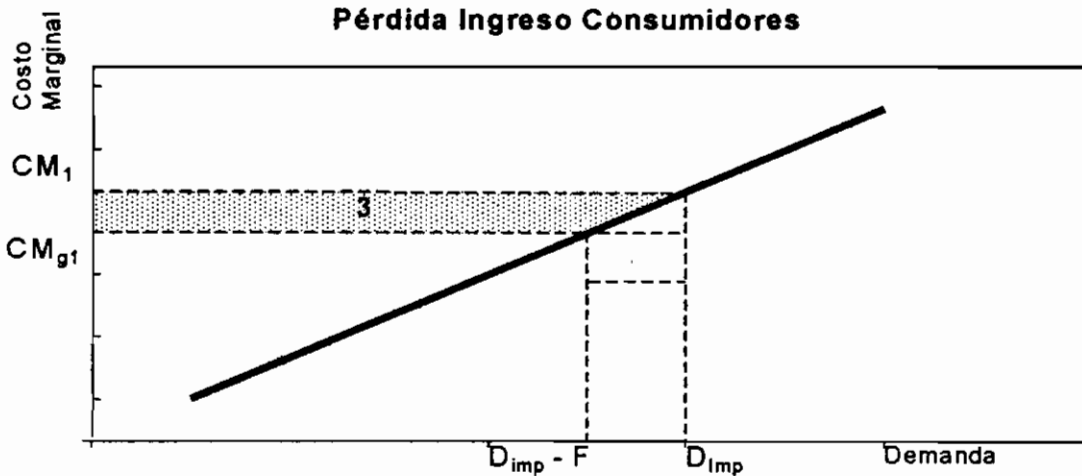
D_{imp} = Demanda local del sistema importador

F = Flujo de energía intercambiada por efectos de la importación

Gráfico N°5.1: Efectos sobre el Sistema Importador (Ahorro Consumidores y Pérdida Ingreso Generadores)².



² Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 6. Mercados Mayoristas e Interconexiones



El área 1 en el Gráfico N°5.1 de Ahorro de los Consumidores representa el impacto que el intercambio produce sobre los consumidores, puesto que la energía importada produciría una reducción en el costo marginal del sistema importador (CM_{g1}). El área del rectángulo 2 del mismo gráfico corresponde al ingreso de la interconexión. Esto es, la diferencia entre el costo marginal de ambos sistemas interconectados por el flujo que transporta la línea.

En el caso de generadores del sistema importador existe pérdida de ingresos, debido tanto a la disminución en su producción de energía y además por la caída de los precios, al ubicarse el precio spot a un valor menor al inicial.

En el sistema exportador, por su parte, los consumidores locales se verán perjudicados por el incremento de los precios de la energía, el área 1 en el Gráfico N° 5.2 (Pérdida Consumidores) representa este efecto.

Donde:

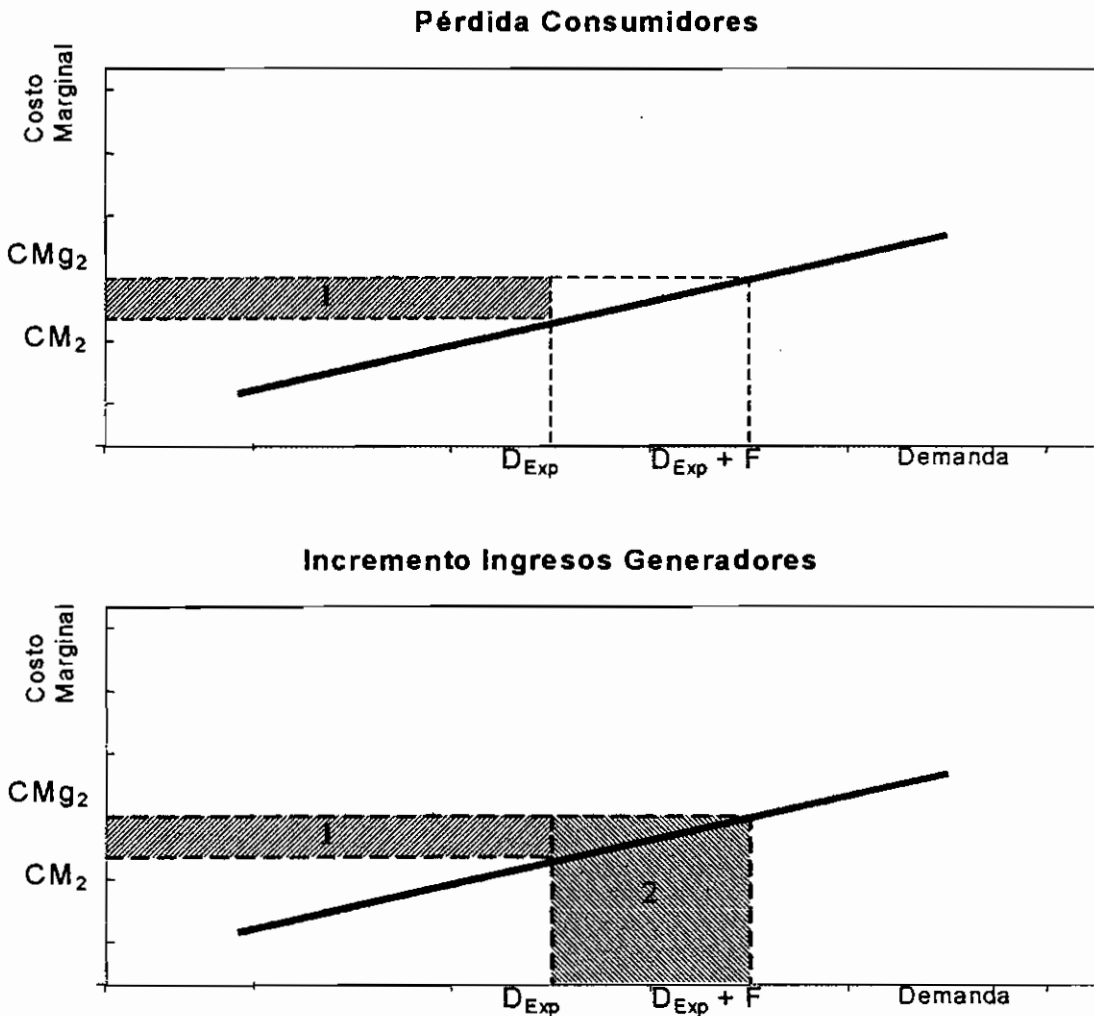
CM_2 = Costo marginal de la energía local antes de la exportación

CM_{g2} = Costo marginal de la energía local en la eventualidad de una exportación

D_{imp} = Demanda local del sistema exportador

F = Flujo de energía intercambiada por efectos de la exportación

Gráfico N° 5.2: Efectos sobre el Sistema Exportador (Pérdida Consumidores e Incremento Ingresos Generadores)³.



Por el contrario, los generadores del sistema exportador tendrán un incremento de ventas dado por la exportación, representada en el Gráfico N° 5.2 (Incremento Ingresos Generadores) por el área 2, más el aumento de precios en el mercado local (área 1 en coincidencia con el perjuicio causado a los consumidores del sistema exportador).

En base a todos los supuestos anteriores, el impacto que produciría un intercambio de energía a través de una interconexión internacional pueden ser cuantificados de la siguiente forma.

³ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 6. Mercados Mayoristas e Interconexiones

Sistema Importador:

Tal como muestra en el Gráfico N° 5.1, el precio de la energía en el mercado local se fija de acuerdo al nuevo costo marginal de la energía para la demanda local y la abastecida mediante la importación. Entonces, el efecto de la importación sobre los consumidores locales está dado por:

$$\text{Ahorro Consumidores}_{\text{imp}} = (CM_1 - CM_{g1}) D_{\text{imp}} \quad [1]$$

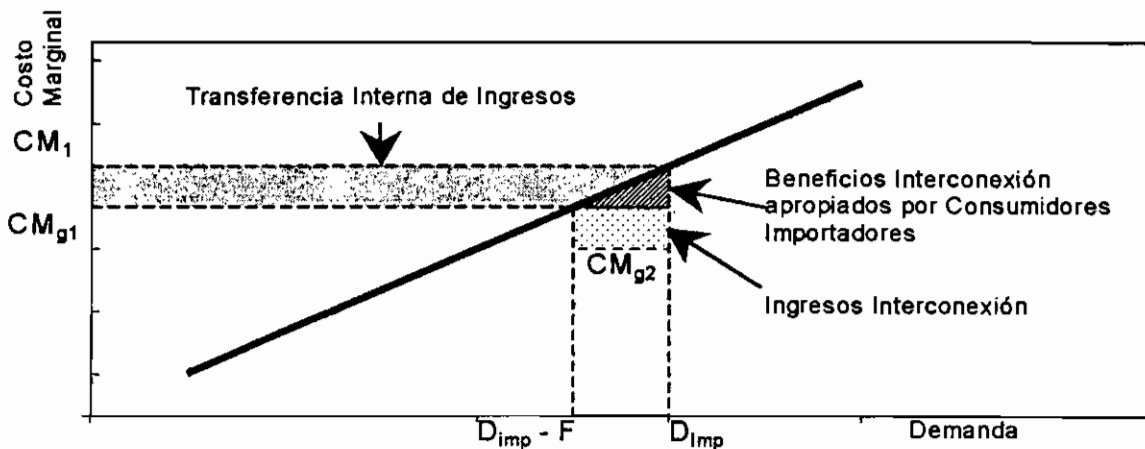
Por otro lado, el perjuicio que tendrían los generadores locales debido a la disminución de ingresos y la caída del costo marginal de la energía (área 3 en el Gráfico N°5.1 – Pérdidas Generadores) menos el ahorro de costos por reducir el nivel de generación local (área *debajo* de la curva de costos marginales en la zona que representa el flujo de importación). De este modo, el perjuicio a los generadores puede expresarse como:

$$\text{Pérdida Generadores}_{\text{imp}} = (CM_1 - CM_{g1}) (D_{\text{imp}} - 1/2 F) \quad [2]$$

La consecuencia de todo esto es que en el balance neto existe una transferencia de los ingresos por parte de los consumidores locales hacia los generadores, así como de un rédito obtenido como parte de los beneficios de la interconexión. Esto es la diferencia de las expresiones [1] y [2]:

$$\text{Balance Sistema}_{\text{imp}} = (CM_1 - CM_{g1}) 1/2 F \quad [3]$$

Esta consecuencia se muestra en el Gráfico N° 5.3, donde el área punteada es el ingreso asignado a la interconexión.

Gráfico N°5.3: Balance en el Sistema Importador⁴.

Los ingresos que se obtienen de la interconexión corresponden a la diferencia entre los costos marginales de los dos mercados participantes por el flujo de energía intercambiada (importada). Esto es:

$$\text{Ingreso Interconexión} = (CM_{g1} - CM_{g2}) F \quad [4]$$

Sistema Exportador:

Para el sistema exportador se da una situación diferente, pues los precios locales subirán hasta alcanzar el nuevo valor que es consecuencia del aumento de los costos de producción para abastecer la demanda extra, entonces los consumidores del sistema exportador sufrirán una pérdida, cuantificada como:

$$\text{Pérdida Consumidores}_{Exp} = (CM_{g2} - CM_2) D_{Exp} \quad [5]$$

Esta transferencia que realizan los consumidores hacia los generadores ineficientes, que son a su vez los beneficiados de esta transacción, es de naturaleza negativa porque existe un aumento en el costo marginal en el sistema local.

⁴ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 6. Mercados Mayoristas e Interconexiones

A parte, el sector generador tiene un beneficio adicional que viene dado por el aumento de las ventas de energía (exportación de energía) y a un costo marginal más alto. Por todo lo anterior el efecto hacia los generadores locales sería:

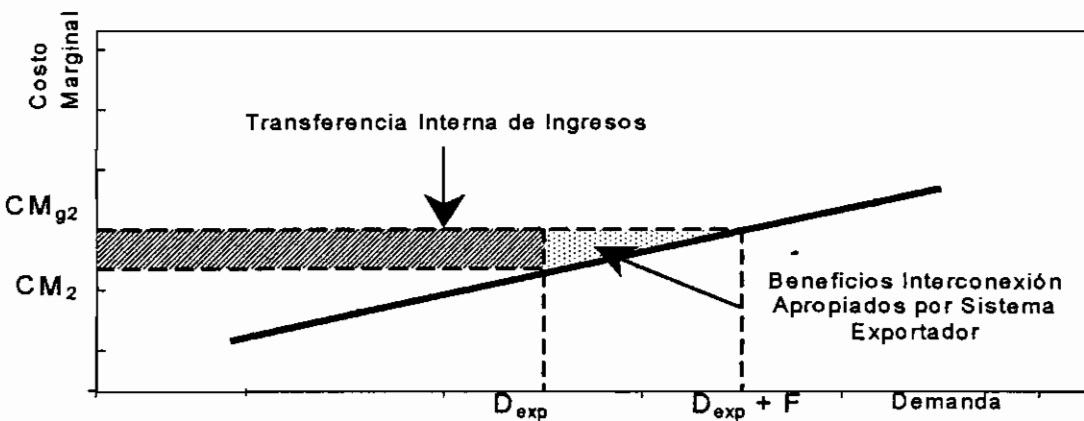
$$\text{Ganancia Generadores}_{Exp} = (CM_{g2} - CM_2) (D_{Exp} + 1/2 F) \quad [6]$$

El balance neto del efecto del flujo instantáneo F por la interconexión sobre el sistema exportador, es la suma de los impactos sobre consumidores y generadores con su signo, y resulta:

$$\text{Balance Sistema}_{Exp} = (CM_{g2} - CM_2) 1/2 F \quad [7]$$

En el Gráfico N° 5.4 pueden observarse los impactos netos sobre el sistema exportador y la transferencia interna de ingresos en este sistema por efecto de la exportación.

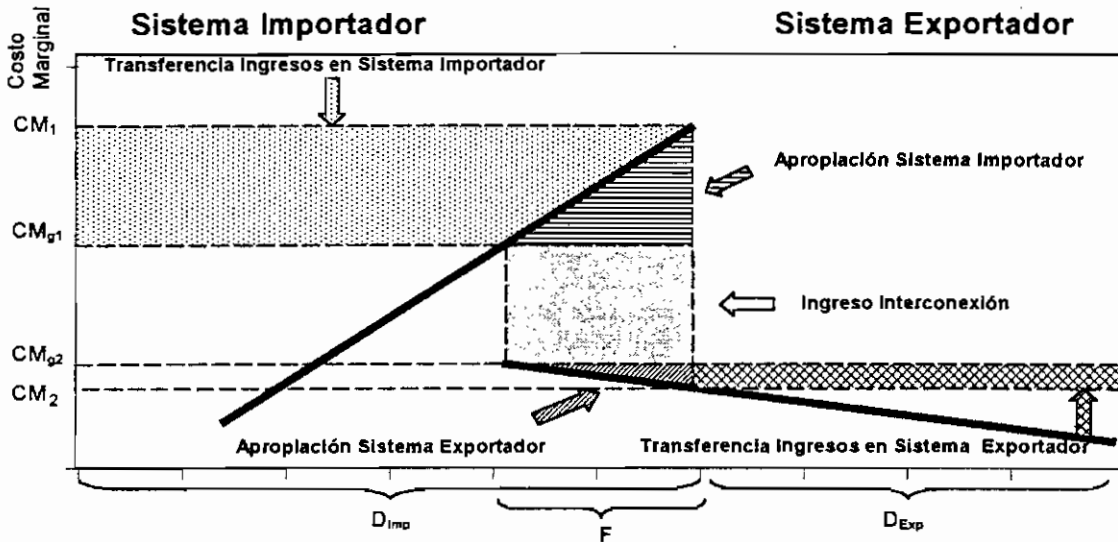
Gráfico N° 5.4: Balance en el Sistema Exportador⁵



Ahora bajo estos supuestos regulatorios se puede establecer los beneficios que la interconexión otorga a cada sistema durante el intercambio. Ver Gráfico N° 5.5.

⁵ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 6. Mercados Mayoristas e Interconexiones

Gráfico N° 5.5: Apropriación de los Beneficios Operativos⁶.



La suma algébrica de los balances netos tanto para el sistema importador como para el exportador, es la siguiente:

$$\text{Bal. Sist}_{\text{Imp}} + \text{Bal. Sist}_{\text{Exp}} = 1/2 \{ (CM_1 - CM_2) - (CM_{g1} - CM_{g2}) \} F \quad [8]$$

$$\text{Ingreso Interconexión} = (CM_{g1} - CM_{g2}) F \quad [9]$$

Puede observarse que difiere del Beneficio Operativo de la interconexión (ahorro de costos operativos que es el área correspondiente entre los niveles finales de costos marginales y la cantidad de flujo) en el ingreso asignado a la interconexión, marcado en el Gráfico N° 5.5 en gris sólido.

Queda por conocer cómo varían estos efectos sobre los agentes cuando los intercambios no son instantáneos como hasta aquí se han supuesto, pues los factores estacionales y energéticos (combustibles) tienen un peso decisivo en el intercambio, y no son tan evidentes en este ejemplo.

⁶ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 6. Mercados Mayoristas e Interconexiones

5.1.2 BARRERAS A LA INTEGRACIÓN DE LOS MERCADOS EN UNA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA INTERNACIONAL.

Inicialmente se supone que la mayoría de los agentes involucrados en el mercado eléctrico son entes privados, y como tales están en la libertad de promover la ampliación de las fronteras eléctricas nacionales, en tanto sean rentables económicamente. Esto conlleva a que sean estos agentes quienes por iniciativa propia busquen los mecanismos más idóneos para suscitar nuevos proyectos de integración eléctrica, y por ende la construcción de nuevos vínculos para interconectar dos o más sistemas. En conjunto con lo anterior, las entidades regulatorias nacionales de los sistemas a interconectarse tienen que buscar los medios más eficaces para garantizar el pago al transportista internacional; por ejemplo, estableciendo contratos de importación y exportación entre agentes. Es precisamente la regulación del transporte de energía tanto a nivel nacional como internacional, uno de los obstáculos más grandes para la conformación de nuevos mercados eléctricos, relacionado especialmente con la expansión de las redes eléctricas y la asignación de costos.

Los ingresos que la interconexión asigne al transportista internacional pueden tener consecuencias. Primero si no es limitado el flujo de energía intercambiado, llevará a que ambos sistemas establezcan un mínimo costo operativo de intercambio, lo que lleva a la igualación de los costos marginales de ambos sistemas, y por tanto se vería anulada la percepción de ingresos por la interconexión. Entre más limitado sea el flujo por el vínculo de transporte, se mantendrá una diferencia entre los costos marginales de ambos sistemas, que generará el ingreso de la interconexión⁷.

Las reglas de funcionamiento del mercado ocasional contemplan la posibilidad de negociar flujos eventuales de energía, pero las regulaciones para la exportación de excedentes se encuentran menos desarrolladas⁸.

⁷ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 6. Mercados Mayoristas e Interconexiones.

⁸ En el Ecuador existe una tratativa sobre el tema. Reglamento para Importación y Exportación de Energía. Versión G. CONELEC

La oposición del resto de agentes a la integración eléctrica dependerá de las correcciones a las normativas regulatorias que se hagan en cada país con relación a los tratamientos de importación y exportación de energía.

Es de esperarse que la reducción del precio spot de la energía eléctrica en los mercados importadores no afecte a los distribuidores, siempre y cuando los flujos de intercambio no involucren cambios significativos en la calidad del servicio prestado.

Los consumidores finales, salvo los *grandes consumidores* que, en general están habilitados para operar en el mercado mayorista, tienen pocas oportunidades de intervenir en las decisiones de los agentes, ya sea a favor o en contra de la integración. Corre por cuenta de las entidades más altas de cada gobierno en la toma de decisiones, el precautelarse que la asistencia del servicio eléctrico se cumpla en las mejores condiciones de economía, seguridad, y calidad. Además de proteger a los consumidores de los efectos negativos que pudieran darse por un colapso de los generadores locales debido a una caída excesiva de los precios y del riesgo de que los precios tuvieran variaciones muy abruptas.

La diferencia entre los costos marginales de dos sistemas puede ser altamente dispar, esto suele suceder frecuentemente cuando en uno de los sistemas posee un alto componente de generación hidroeléctrica respecto al otro, entonces los beneficios por la interconexión serían más representativos para el sistema más fuerte. Por constituirse en una parte importante de los beneficios económicos de la integración, deberían ser asignadas equitativamente entre ambos sistemas.

5.2 FACTORES QUE INCIDEN EN LOS IMPACTOS Y REASIGNACIÓN DE INGRESOS ENTRE AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA. COMPENSACIÓN MEDIANTE SUSPUESTOS REGULATORIOS.

Una interconexión internacional puede cuantificar sus beneficios mediante la reducción de costos (de combustibles y de operación) que ésta posibilita entre dos o más sistemas integrados, respecto de los aislados. Estos ahorros de costos constituyen una ganancia real para los sistemas eléctricos, teniendo como base comparativa la situación antes y después de la interconexión

A más de los beneficios que implica la reducción de costos operativos dentro de las ganancias de la interconexión, se generan adicionalmente otros impactos que afectan de manera directa a todos los agentes tanto del mercado importador como exportador, y estos se ven reflejados en la reasignación de los ingresos de los agentes en función de las condiciones regulatorias que sean aplicadas. Estas reasignaciones o transferencias no evalúan la ganancia del sistema aislado con relación al integrado, sino la forma como se distribuyen los ingresos entre las diferentes clases de actores, a partir del intercambio energético y comercial; generada por las condiciones regulatorias propias que rigen en ese momento, tanto nacionales como internacionales.

Usualmente esta redistribución de ingresos es desmedidamente desigual respecto al beneficio que se obtiene. Por lo mismo los beneficios obtenidos pueden ser valores tanto positivos como negativos. Esto implica, que a pesar de que la interconexión genera un beneficio en conjunto, las regulaciones aplicadas a este tipo de actividades, pueden perjudicar o beneficiar en forma extrema a ciertos agentes y provocar consecuencias muy negativas.

Una de estas consecuencias puede ser la resistencia de algunos sectores a la interconexión, lo que podría derivar en un estancamiento del proceso y por ende una privación de los beneficios que de por sí genera la interconexión. Además

puede que las pérdidas ocasionadas a los generadores eficientes del país importador dependa exclusivamente del volumen de intercambio energético, entonces verán peligrar su permanencia futura dentro del mercado interno y, a partir de esto, se vería afectado el abastecimiento oportuno de la demanda en el mercado local en críticas condiciones estacionales (racionamientos). Además de esta causa puede darse la afectación a los consumidores del país exportador, ocasionándoles perjuicios significativos (debido a la subida de precios).

Teniendo en cuenta los criterios antes mencionados, se puede establecer que, si la interconexión produce beneficios netos, su realización es viable. Si por otro lado los impactos que pesan sobre ciertos agentes son perjudiciales, la interconexión mantendría su característica benéfica donde en última instancia es la regulación que sobre ella opera la inadecuada. En este último caso, es imperioso que los esfuerzos de los sectores perjudicados vayan encaminados a la necesidad de una modificación regulatoria satisfactoria para todas las partes.

A continuación se analizan los factores incidentes en las reasignaciones, y como estas pueden ser modificadas dependiendo de ciertos supuestos regulatorios que se podrían establecer.

Conviene aclarar las diferencias entre los dos tipos de posibles corredores energéticos que se tendrían en una interconexión eléctrica internacional. El primero es aquel que se da cuando las diferencias entre los sectores del mercado eléctrico (generación, transmisión, distribución, etc.) de los dos sistemas son bastante grandes; por ende se establecería una tendencia de negociación unidireccional entre el mercado exportador y el importador (vendo ó compro exclusivamente). El segundo caso correspondería al que se da cuando existe una similitud comparativa de los sectores de actores en los distintos sistemas nacionales y por lo mismo se podrían dar flujos en ambos sentidos o bidireccionales (también expresados monetariamente).

Los factores incidentes en el primer tipo de corredor, donde los flujos son unidireccionales, pueden observarse en los Gráficos N° 5.6 y N° 5.7.

Gráfico N° 5.6: Sistema Exportador. Flujo Unidireccional⁹.

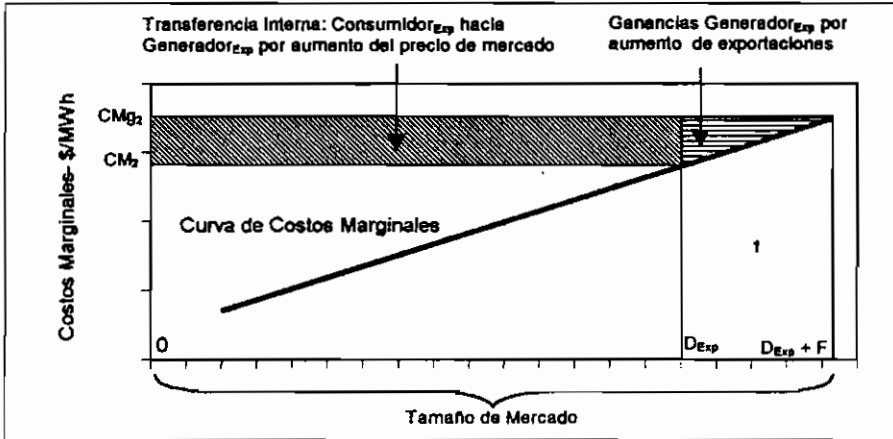
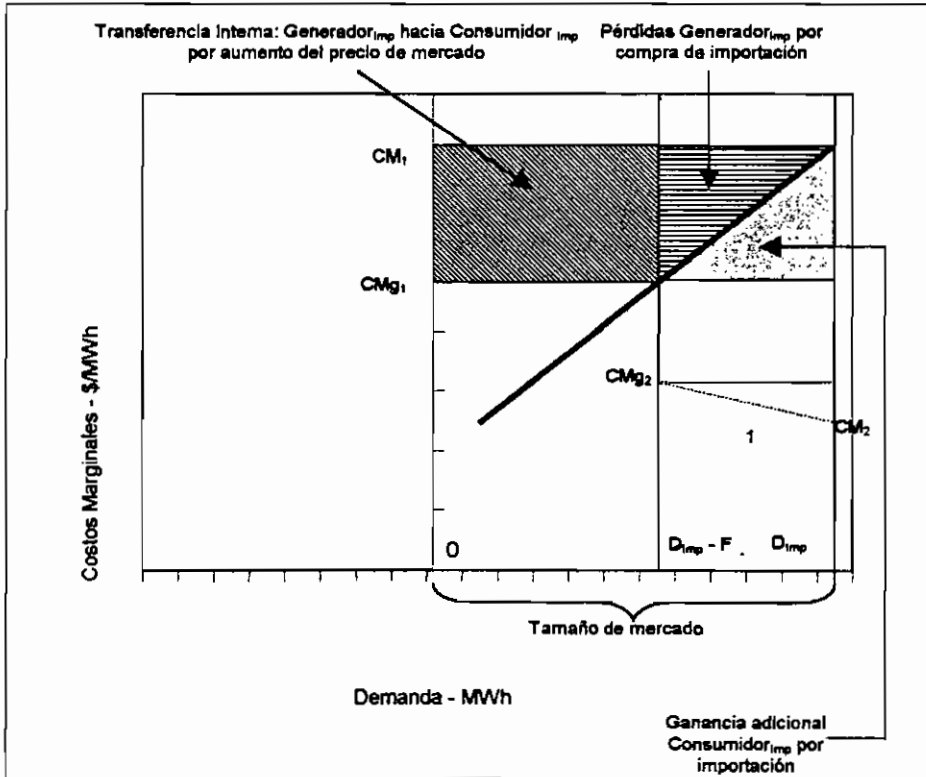


Gráfico N° 5.7: Sistema Importador. Flujo Unidireccional¹⁰.



Las ganancias y pérdidas tanto para los generadores como para los consumidores en un sistema importador y exportador según sea el caso, pueden ser determinadas en los gráficos anteriores, por medio del establecimiento de "áreas de transferencia".

⁹ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 6. Mercados Mayoristas e Interconexiones

¹⁰ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 6. Mercados Mayoristas e Interconexiones

En primer lugar si los costos marginales del sistema exportador son menores que los del importador, condición que se explica en el Gráfico N° 5.6, donde se incluyen los costos marginales del sistema exportador (CM_2 y CMg_2 , líneas negras punteadas). Siempre y cuando no varíe esta condición, los ingresos de los agentes mantendrán su signo y el flujo la misma dirección.

Para tener un cambio en el sentido del flujo y por consiguiente una alteración de roles de los agentes, habría que esperar que los costos marginales en el país importador sean menores respecto al del país exportador.

Existen factores incidentes en el intercambio y son:

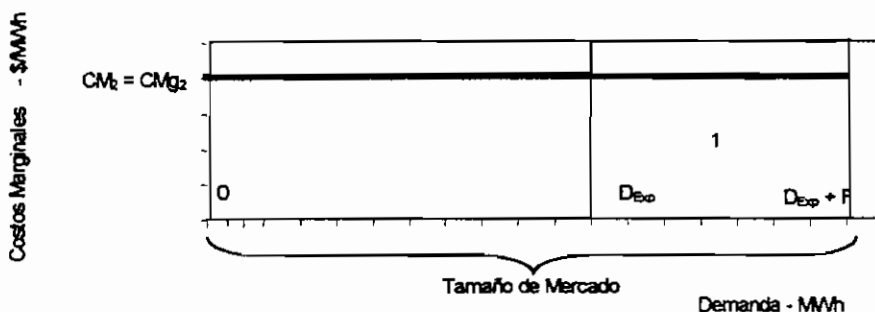
- La magnitud de la transferencia F , pues existe una alta dependencia de los niveles que alcanzan los costos marginales tanto absolutos como relativos en ambos sistemas. Además, el tamaño de los mercados incide en el valor de abscisa del rectángulo de transferencia. Consecuentemente, un mercado sensiblemente mayor que otro recibe también impactos (ganancias o pérdidas) sensiblemente mayores.
- Las pendientes de las curvas de costos marginales, delimitadas por la magnitud del flujo F de intercambio, definen el valor del lado del rectángulo de transferencia (banda diferencial de costos marginales). En este caso particular, puede observarse que la pendiente del sistema importador es mayor que la del exportador, pero no siempre va a ser así. Las transferencias económicas dadas en un sistema son entre agentes locales y la medida del impacto al sistema aislado dependerá de las características propias de dicho sistema (Curvas de costos y Tamaño del Mercado).

Para el segundo tipo de corredor, que representa flujos bidireccionales, en donde los flujos pueden ser reversibles en base a dos posibles estados.

En la primera situación (Caso A), se suponen envíos de energía secundaria (energía excedente) por parte del exportador hacia el importador, manteniendo los niveles de costos marginales próximos a los de la energía primaria, similares sin llegar a ser su diferencia nula. Para el país receptor la variación de precios va a estar alrededor de una banda de valores medios establecidos. Todas estas características se las puede apreciar en los Gráficos N° 5.8 y N° 5.9.

En este caso, la energía exportada representada por el área del rectángulo señalado con (1) en el Gráfico N° 5.8, donde se ha supuesto que los ingresos son similares a los costos (costo marginal = precio de venta). Por consiguiente para el sistema exportador se tiene una curva de costos baja y de pendiente casi constante, dada la disponibilidad permanente de energía secundaria, supuesta en este estado. En vista de que los costos de la energía inicial y final son casi iguales, es de suponerse que la transferencia entre los agentes de este mercado sea mínima. Entonces cuando la pendiente de la curva de costos marginales, se iguala a cero, la cuantificación de los impactos tiende a ser nula. Cuando existe una diferencia entre el costo marginal y el precio de venta (generalmente dado) el excedente del precio sobre el costo produciría una ganancia debida exclusivamente a la exportación. Este es el caso de sistemas con una altísima componente hidroeléctrica y de una probabilidad hidrológica fuerte.

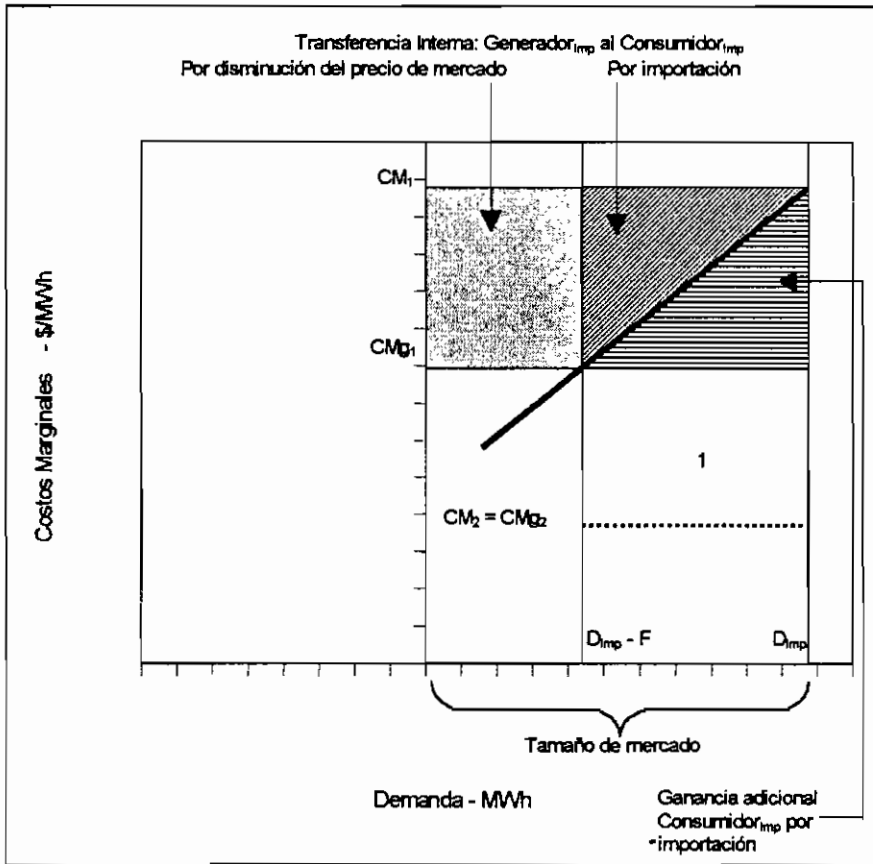
Gráfico N° 5.8: Sistema Exportador – Flujo Bidireccional. Caso A¹¹.



¹¹ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 6. Mercados Mayoristas e Interconexiones

En el sistema importador, Gráfico N° 5.9 pueden observarse apreciables beneficios a los consumidores y perjuicios a los generadores, ambos efectos son sensibles dependiendo de la intensidad y de factores temporales, por lo que se podrían esperar impactos considerables para el importador.

Gráfico N° 5.9: Sistema Importador – Flujo Bidireccional. Caso A¹².



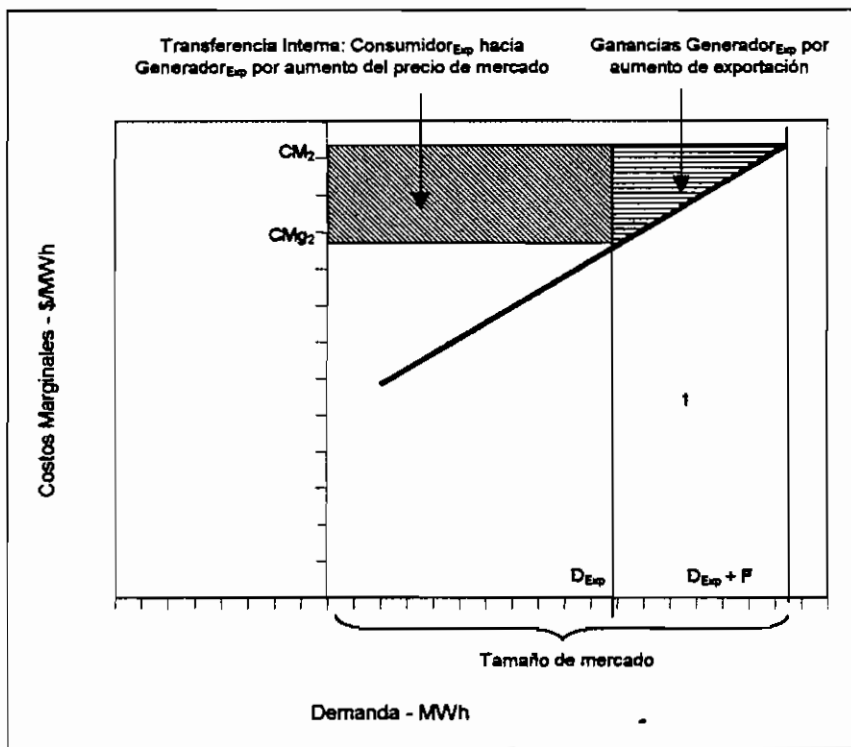
En el Caso B, se ha ilustrado un intercambio contrario a la situación anterior, con costos muy altos en el sistema importador (Gráfico N° 5.11), comparables con los costos por desabastecimiento. Debido al alto valor de la pendiente de la curva de costos comparable y del tamaño del mercado (comparables con el sistema exportador), es de esperarse que los impactos sobre los actores debido al intercambio sean considerables. Desde el punto de vista de un generador importador, tendría la esperanza de que estos efectos sucedan con una menor

¹² Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 6. Mercados Mayoristas e Interconexiones

ocurrencia y duración en el tiempo, lo que es inevitable en condiciones de oferta críticas como racionamientos.

Por otro lado existe la situación experimentada por el generador exportador en el mismo estado de intercambio (ver Gráfico N° 5.10), en donde, los precios locales están comprendidos en la franja de valores medios establecidos (entre CM_2 y CM_{g2}). En el gráfico se ilustran los impactos, transferencias y factores incidentes.

Gráfico N° 5.10: Sistema Exportador – Flujo Bidireccional. Caso B¹³.

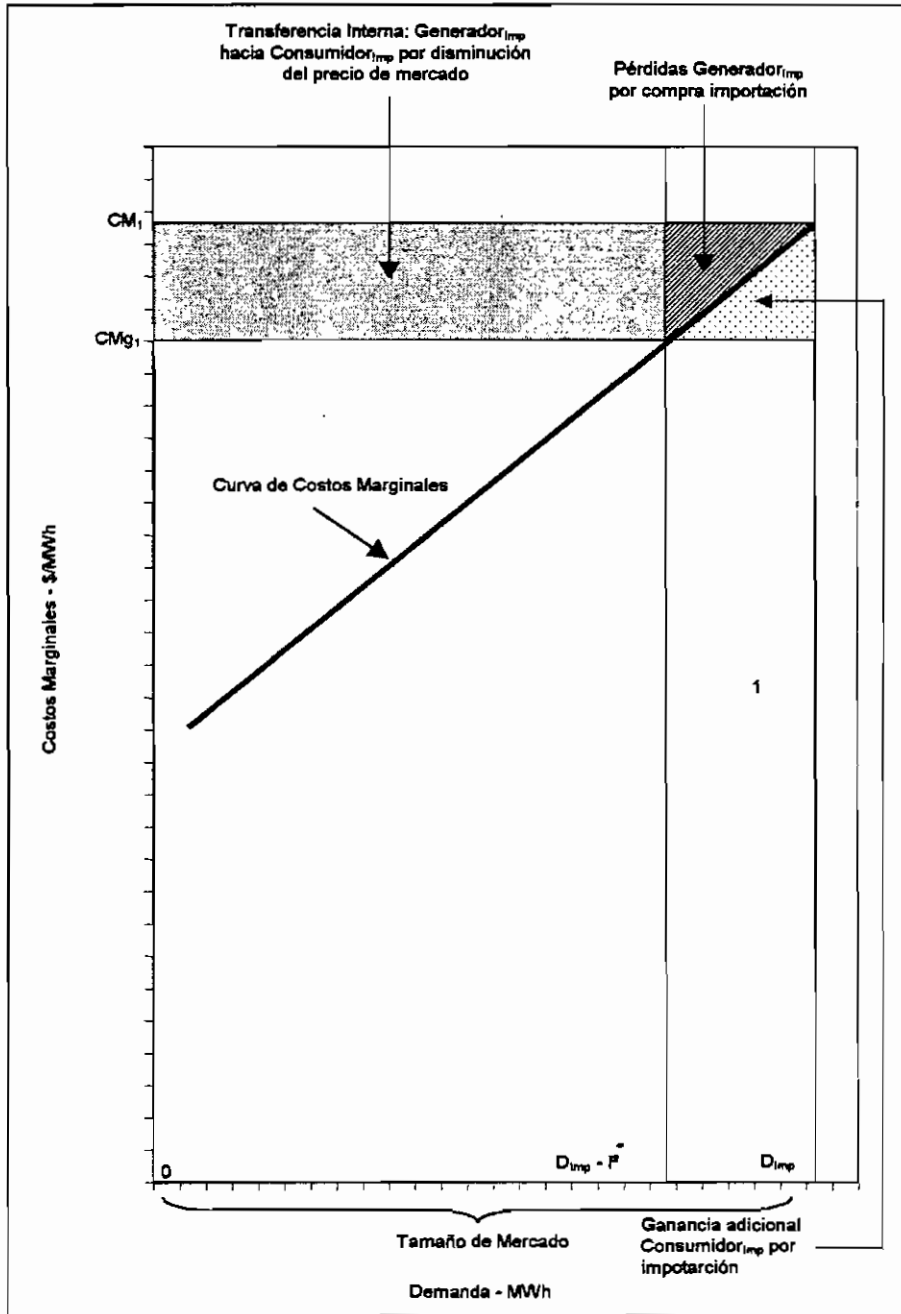


Para el Caso B se ha tomado como supuesto que los costos marginales locales son altos, caso que podría darse en situaciones de déficit de oferta (racionamiento).

La posibilidad de una significativa diferencia en el nivel de costos marginales de ambos sistemas, permite anticipar los efectos que el flujo F produciría durante el intercambio.

¹³ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 6. Mercados Mayoristas e Interconexiones

Gráfico N°5.11: Sistema Importador – Flujo Bidireccional. Caso B¹⁴.



Para el caso de flujos bidireccionales, conjugando las implicaciones de los casos A y B con todas sus posibilidades, se tiene que:

- Dependiendo del sentido del flujo los consumidores de cualquiera de los países, experimentan diferentes efectos; siendo benéficos para el país que

¹⁴ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 6. Mercados Mayoristas e Interconexiones

se comporta como un sistema importador y perjudiciales en el país que se comporta como un sistema exportador. Esto va relacionado directamente con las pendientes de la curva de costos marginales y el tamaño de mercado, pues cuando son mayores, mayor es la ganancia (país Importador).

- Del mismo modo los generadores de cualquiera de los países dependiendo del flujo, tienen diferentes efectos; pues en el país que se comporta como sistema exportador, gana mientras que en el país importador, pierde.

5.2.1 RIESGOS INTRÍNSECOS EN UNA INTERCONEXIÓN ELECTRICA INTERNACIONAL.

Por todo lo expuesto anteriormente es razonable que existan serias dudas, y como es obvio, cierta resistencia por parte de todos los agentes a la integración, debido a los riesgos esperados que se derivan de la interconexión, las cuales se podrían resumir en las siguientes:

- Para los inversionistas privados no estaría claro cómo serán retribuidos sus capitales al operar los sistemas en conjunto, al existir cierta incertidumbre respecto a la expansión de la infraestructura del transporte de energía a nivel nacional como internacional.
- Los impactos negativos esperados para alguno de los agentes, que pueden ser considerables, debido principalmente a no ser equitativa la repartición de beneficios de la interconexión.
- Aumenta el riesgo económico para la mayoría de los agentes, dado por una posible volatilidad de los precios dentro de los mercados locales, a pesar de que se espera obtener un beneficio neto debido a la interconexión.

El hecho de integrar dos mercados diferentes, supone la ampliación de la frontera eléctrica de dos países, lo mismo que sugiere que exista un ente encargado de

propiciar la construcción del vínculo, y que su participación en tal mercado se vea regulada por normas específicas para su rol y el de los demás agentes.

Por otro lado existe la problemática en la búsqueda de los mecanismos más idóneos para establecer los contratos a término y las transacciones en el mercado ocasional¹⁵. Ahora bien los contratos firmes, al constituir un compromiso invariable de las partes, implica que el generador no sólo se tenga que transferir la energía excedente, sino que deba responder bajo cualquier circunstancia durante el tiempo que dure este contrato al abastecimiento de la demanda que haya pagado por el servicio. Este compromiso puede expresarse sólo como una venta de capacidad firme, o bien involucrar la venta de energía firme.

El vendedor (generador) tiene asegurado un ingreso establecido en los términos del contrato, independientemente de las variaciones que se produzcan en los precios spot de su propio mercado. A consecuencia de esto, puede ver limitada su participación en el mercado local, en lo que se refiere especialmente a la venta de la capacidad de sus unidades comprometidas para responder el contrato internacional. Es claro que para compensar los beneficios de los ingresos del contrato y su eventual pérdida de ingresos en el mercado local dependerá fundamentalmente de las cláusulas económicas del contrato y de la proporción de su negocio en cada mercado.

La tarea de los entes reguladores de cada país sería ofrecer un marco regulatorio suficientemente atractivo para los inversionistas, el cual permita garantizar el abastecimiento eléctrico a largo plazo, además de promover un uso eficiente de las instalaciones y recursos con el fin de disminuir los costos operativos implicados, por tanto reducir el precio de energía a usuarios finales.

Para los inversionistas privados es claro que dentro de todos los beneficios económicos que se derivan de una interconexión, esta no queda exenta de riesgos. Uno de los riesgos menos esperados es el de la volatilidad de los precios

¹⁵ Existe un estudio en el cual se trata la problemática comercial de la Interconexión. Propuesta General de Regulaciones para una Interconexión Eléctrica entre Ecuador y Perú. Duke Energy International. Julio 2000.

en el mercado spot. Pues a pesar de que la normativa establezca precios fijos de intercambio en las transacciones por contratos a término, son los precios en el mercado ocasional los que fijan el mercado eléctrico y sobre cuyo cambio se ajusta la conducta de todos los agentes.

La volatilidad de precios es más propicio a darse cuanto mayor sea la proporción de oferta hidroeléctrica que posea un país, ya que las variaciones abruptas de la complementariedad y regularidad de las cuencas hidrológicas inciden directamente sobre los costos marginales de la energía hidrotérmica.

La fijación de precios en el mercado cercanos a los costos marginales, para con esto reducir las posibles influencias de la volatilidad de precios, no es del todo cierto. Se hace necesario tomar medidas adicionales tales como el cobro de remuneraciones y cargos por potencia disponible, aunque esto no es suficiente para compensar los riesgos de los generadores a límites valederos¹⁶.

Ahora no sólo representa un riesgo la magnitud que alcancen las variaciones de los precios para con los agentes del mercado, sino también las veces que se puedan repetir los ciclos altos o bajos que experimenten los precios. Por ejemplo, un generador que se encuentre en un ciclo bajo de precios repetidamente a lo largo de cierto tiempo (estaciones plurianuales), corre el peligro inminente de salir de competencia, ya que sus ingresos no cubrirían sus costos operativos, a menos que alguna normativa prevea un mecanismo para garantizarle ingresos mínimos durante ese período. Generalmente las transacciones internacionales de electricidad están basadas en la colocación de excedentes hidráulicos preferentemente, la volatilidad de precios en el mercado importador tiende a aumentar, ya que el sistema exportador transfiere su propia volatilidad de precios al sistema importador.

¹⁶ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 8. Mercados Mayoristas e Interconexiones.

La diferencia en el tamaño de los mercados puede acentuar este último riesgo, pues entre más pequeño es el mercado importador tiene que acoplar sus características al exportador con todas las implicaciones que esto conlleva.

5.2.2 MECANISMOS DE REGULACIÓN DE PRECIOS PARA LAS TRANSACCIONES NACIONALES.

A continuación se exponen ciertos mecanismos regulatorios con los cuales se podrían proteger, en primer lugar a los consumidores locales de la eventual alza de precios generada por las exportaciones de energía.

El siguiente mecanismo consiste en independizar el precio de la energía local y de la exportable, de este modo, será uno el precio fijado para el mercado local, dado por el costo marginal del sistema conjunto (local + exportación) considerada para la demanda local únicamente. Mediante esto se prevé evitar la transferencia de ingresos de los consumidores locales hacia los generadores excedentarios, tal como se ve en el Gráfico N° 5.12, donde el precio local dado el caso de una exportación quedaría como:

$$\text{Precio Local} = \text{CM}_2 \quad [10]$$

Adicionalmente, se considera un mecanismo para poder reducir el perjuicio que se causaría a los generadores del sistema importador, al bajar los precios locales debido a la importación de energía. Por esto existiría la posibilidad de establecer que los consumidores del país importador compren la energía a un precio promedio dentro de una banda que sería dada por el costo marginal antes de la importación y el costo final que alcanzaría luego del intercambio. Entonces el precio local luego de la importación podría tener un valor dado entre:

$$\text{Precio Local} = \text{CMg}_1 + \alpha (\text{CM}_1 - \text{CMg}_1) \quad [11]$$

Donde α puede variar entre 0 y 1. El Gráfico N° 5.13 muestra la transferencia de ingresos de los generadores a los consumidores locales en el sistema importador

lo cual fijaría el precio local final a un valor intermedio que según el Gráfico N° 5.13 sería CM^1_1 .

Gráfico N° 5.12: Sistema Exportador bajo Nueva Regulación¹⁷.

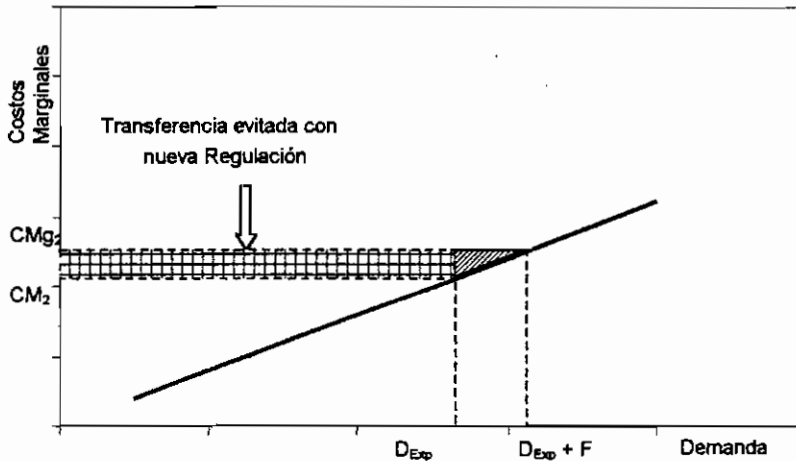
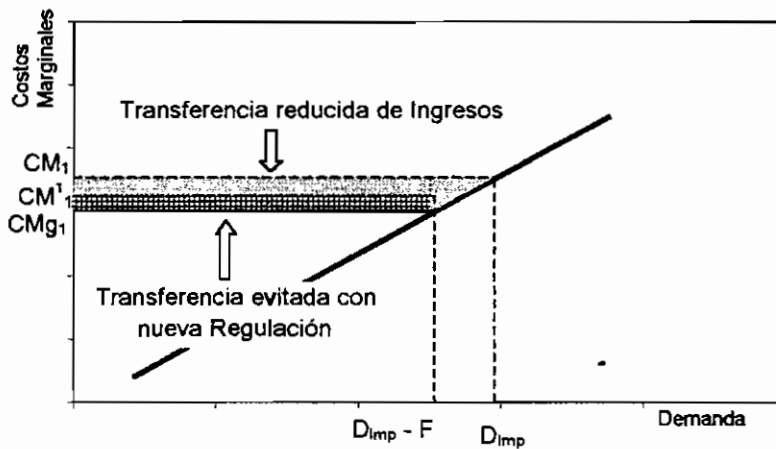


Gráfico N°5.13: Sistema Importador bajo Nueva Regulación.



Las consecuencias inmediatas a esta nueva propuesta de regulación tienen que ver directamente con los ahorros que esperan los consumidores de ambos sistemas. Estos ahorros son cuantificables en la siguiente forma:

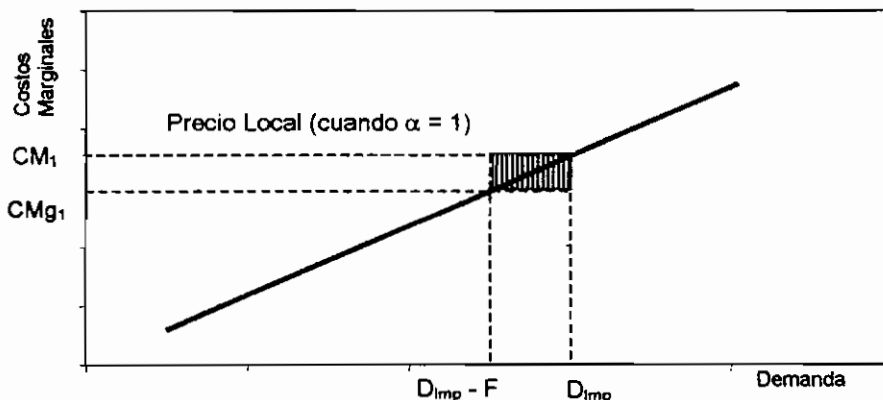
- El ahorro sobre los flujos de importación, donde se esperaría que el precio de venta de la energía en el mercado local se mantenga igual que antes de

¹⁷ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 7. Mercados Mayoristas e Interconexiones

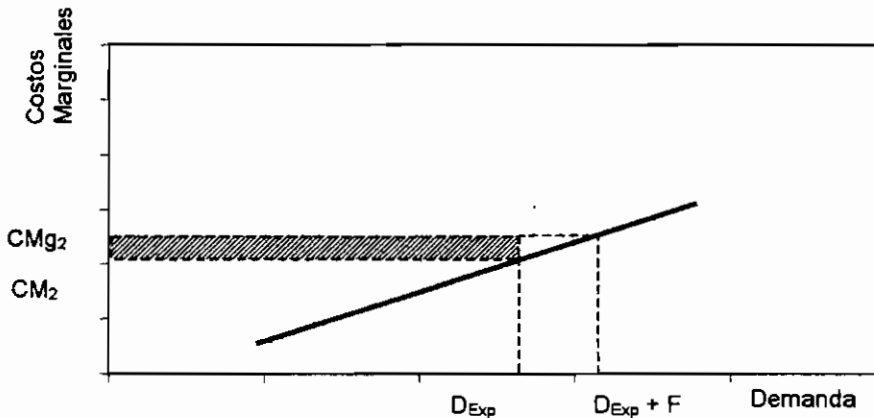
la importación, mientras que sólo la energía importada tenga que ser remunerada bajo el nuevo concepto regulatorio, es decir a un precio intermedio. Este efecto se puede ver en el Gráfico N° 5.14, el pago que harían los consumidores locales correspondería al establecer en la expresión [10] un factor $\alpha = 1$. Los ahorros corresponderían al área rayada y el pago total de los consumidores estaría dado por el área sombreada.

- La transferencia de ingresos que reciben de los generadores locales cuando el sistema importa electricidad.
- La transferencia de ingresos que hacen a los generadores locales cuando el sistema exporta electricidad, que en realidad significa una pérdida para los consumidores locales. La cuantificación de esta transferencia viene dada por la comparación del pago de los consumidores estimado con la regulación original (cuando los costos marginales alcanzan los valores CMg_1 en importación y CMg_2 en exportación) respecto a los pagos que se darían si se mantuvieran, el precio en el mercado importador en CMg_1 ($\alpha=0$ en la expresión [11]) y CM_2 (costo local inicial en la expresión [10]) del sistema exportador. Esta transferencia de ingresos para el país exportador es señalada en el Gráfico N° 5.15 por el área rayada.

Gráfico N° 5.14. Ahorro de los Consumidores sobre los flujos de Importación¹⁸.



¹⁸ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 7. Mercados Mayoristas e Interconexiones

Gráfico N° 5.15. Transferencia a los Generadores en caso de exportación¹⁹

Por lo mismo se puede estimar el ahorro que tendrían los consumidores en ambos sistemas dependiendo del flujo de intercambio, esto es:

Ahorro Total = Ahorro sobre flujos importación + Transferencia de Generadores en Importación - Transferencia a Generadores en Exportación.

5.2.3 MECANISMOS DE REGULACIÓN DE PRECIOS PARA LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES.

La regulación de precios en el mercado local tiende a modificar los impactos que se dan dentro de un sistema por efecto de las transferencias entre agentes locales, tanto para la importación como para la exportación de energía. Del mismo modo la regulación de precios de las transacciones internacionales establece ciertos límites a la apropiación de *beneficios de la interconexión* hacia los sistemas importador y exportador.

Se ha supuesto hasta este punto que el costo marginal establecido dentro de cada sistema viene dado por el nivel de oferta despachada con que se satisface tanto a la demanda nacional e internacional, es decir, se ajusta al total una vez dado el intercambio, tanto para el país que importa como para el que exporta.

¹⁹ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 7. Mercados Mayoristas e Interconexiones

Pero es visto que este criterio conlleva a tener grandes desproporciones en la captación de los beneficios de la interconexión por parte de los sistemas actuantes, consecuencia que resulta de la forma (pendientes de las curvas de costos y tamaños de los mercados) en los sistemas importador y exportador.

Es evidente que un contrato entre agentes de dos o más sistemas internacionales involucrados en una interconexión eléctrica, tendrá cláusulas que fijarán el precio dependiendo o no de las situaciones específicas al momento del pacto. Es de esperarse que sean los "Organismos Coordinadores" mediante el flujo de información certera respecto de la situación de disponibilidad y precios en cada sistema, los encargados de viabilizar los intercambios en el mercado spot.

La separación de precios tanto para el mercado local como en el exterior, hace suponer que las ventas en el mercado spot externo serán más rentables, pues el precio internacional será al menos el costo local. Por lo mismo se tendría que en el mercado local, los perjudicados serían aquellos generadores cuya eficiencia les permiten ser despachados primeramente para satisfacer la demanda nacional, entonces estos no tendrían el beneficio de poder vender sus excedentes a precios más altos, lo mismo que indica que deberá haber una regulación capaz de poder repartir equitativamente los beneficios que genera la exportación a todo el sistema y ser proporcional entre todos los generadores que negocian en el mercado spot, en proporción directa a sus ventas totales en este mercado.

La regulación propuesta podría establecer que el precio de la energía internacional en una transacción en el mercado spot, pueda ser el promedio de los costos marginales de ambos sistemas en el momento del intercambio.

La apropiación de los beneficios de la interconexión para cada sistema estaría dada por:

$$\text{Beneficio}_{\text{imp}} = 1/2 F \{ [CM_1 - 1/2 (CM_1 + CM_2)] + [CM_{g1} - 1/2 (CM_{g1} + CM_{g2})] \} \quad [12]$$

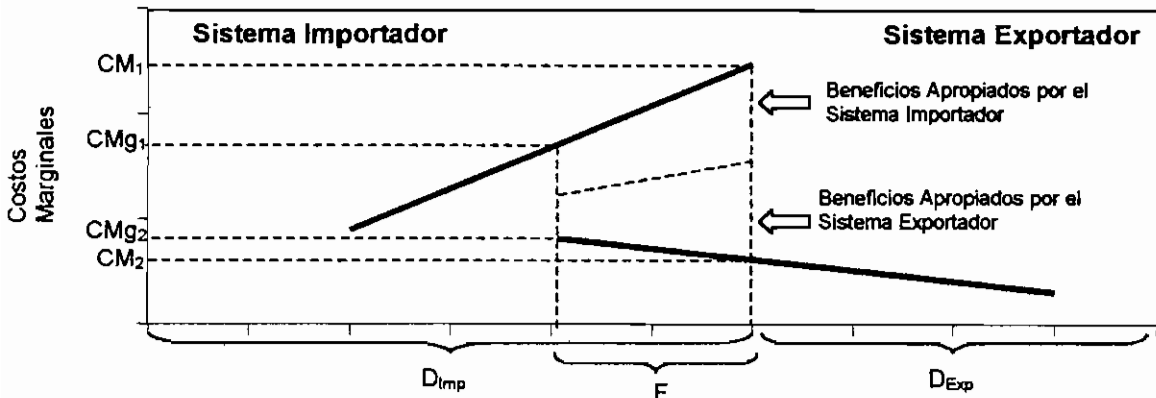
$$= 1/2 F \{ 1/2 (CM_1 - CM_2) + 1/2 (CM_{g1} - CM_{g2}) \} \quad [13]$$

$$\text{Beneficio}_{\text{Exp}} = 1/2 F \{ [1/2 (CM_1+CM_2) - CM_2] + [1/2 (CMg_1+CMg_2) - CMg_2] \} \quad [14]$$

$$= 1/2 F \{ 1/2 (CM_1 - CM_2) + 1/2 (CMg_1 - CMg_2) \} \quad [15]$$

Bajo este último supuesto, cada sistema captaría exactamente la mitad de los beneficios de la interconexión, independientemente de la naturaleza (pendiente) de la curva de costos marginales de cada sistema, que antes generaba un perjuicio a uno de los dos sistemas. Ver Gráfico N° 5.16.

Gráfico N° 5.16. Precio Internacional y Apropriación de los Beneficios de Interconexión por cada Sistema²⁰.



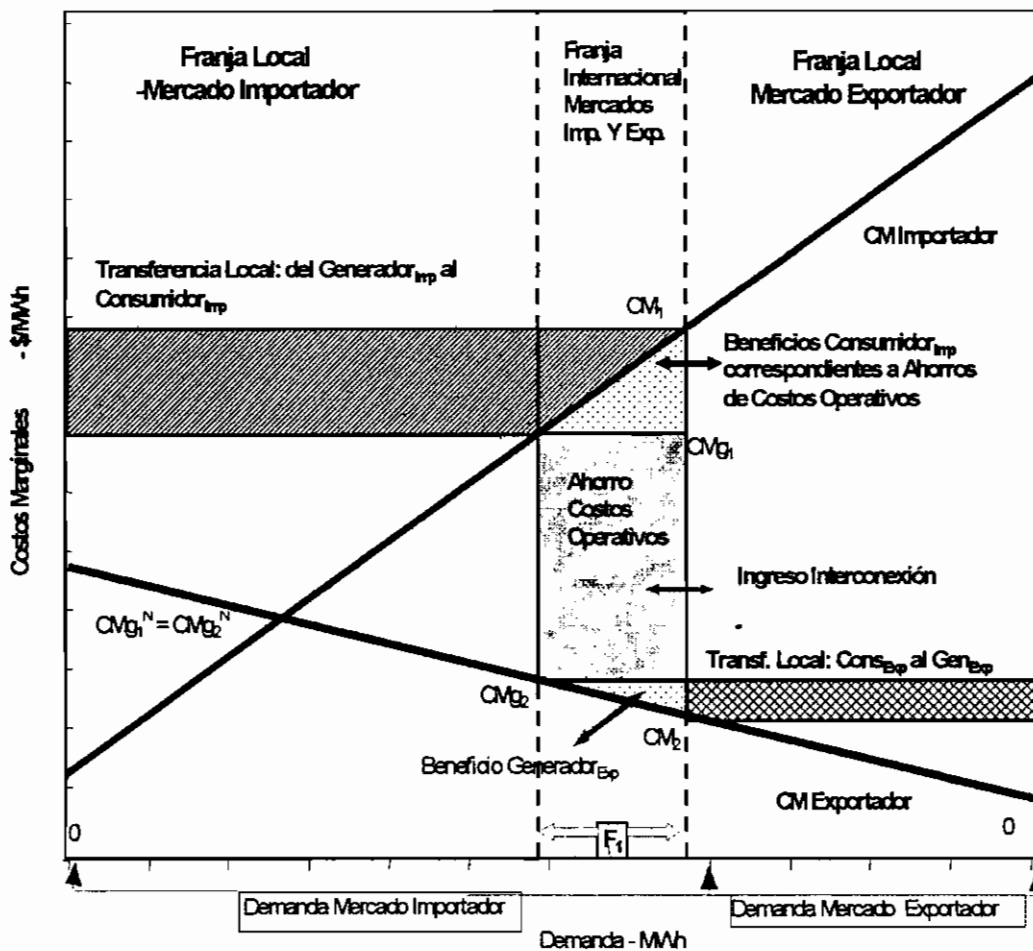
Para que sea efectiva esta regulación; los costos del transporte internacional de los flujos energéticos intercambiados deberían ser repartidos de forma igualitaria entre ambos sistemas. De cualquier forma, cada sistema se haría cargo de sus propios costos de transporte en la red nacional. Y por lo mismo, los costos marginales de referencia serían considerados en el nodo frontera entre las redes de transporte.

²⁰ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 7. Mercados Mayoristas e Interconexiones

5.2.4 PRINCIPALES ASPECTOS DE LOS ALCANCES REGULATORIOS.

Para explicar de una forma más clara todos los alcances regulatorios hasta ahora expuestos, se presentan en el Gráfico N° 5.17 las implicaciones comerciales y energéticas en la eventualidad de una interconexión de dos sistemas eléctricos.

Gráfico N° 5.17 Interconexión: Mercados Local e Internacional, Beneficios y Transferencias²¹.



²¹ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 7. Mercados Mayoristas e Interconexiones.

Primeramente se señalan ambos mercados (importador y exportador) siendo sus demandas individuales, las correspondientes sobre el eje de las abscisas y cuyos límites empiezan en dos ejes a los extremos del gráfico, diferenciados y opuestos a fin de establecer un solo eje de demanda "integrada".

El Gráfico N° 5.17 se halla dividido horizontalmente en tres franjas (líneas punteadas), siendo estas franjas las correspondientes a: mercado local importador, mercado local exportador y mercado de intercambio internacional. La franja de intercambio se la ha denotado como F_1 , que corresponde al flujo que se da entre el mercado exportador y el mercado importador.

El área punteada y que se encuentra dentro de la banda internacional, corresponde al Ahorro Total de Costos Operativos, debido a la interconexión. Los límites de esta área son: la cantidad de flujo transportado F_1 , y las curvas de costos marginales de ambos países que cortan dentro de la franja internacional.

El área de Ahorro de Costos Operativos comprende:

- Los Beneficios del Consumidor_{Imp}, originados en un ahorro real de los sistemas, debido a la reducción de uso de combustible y de la probabilidad de fallas. Por lo mismo, el beneficio del consumidor es aquel que tiene que ver con la disminución de sus pagos por la compra de energía.
- El Ingreso de la Interconexión, que corresponde al producto de los costos marginales de ambos sistemas una vez dado el intercambio, por el flujo efectivo que atraviesa por esta. Este ingreso es variable pues puede ser asignado exclusivamente al transportista o a la participación de varios actores como: generadores, comercializadores y transmisores.
- Los Beneficios del Generador_{Exp} debidos a la cantidad neta entre ingresos menos costos, y que son realmente los ahorros correspondientes a la reducción de costos operativos.

Hay que diferenciar entre el beneficio por ahorro (costos operativos) y el beneficio por transferencia de ingresos (consumidores - generadores)

Las transferencias de ingresos que se dan en la Franja Internacional, debido a la interconexión y libres de ser considerados ahorros son:

- Para el mercado importador, la transferencia del $\text{Generador}_{\text{Imp}}$ hacia el $\text{Consumidor}_{\text{Imp}}$ siendo esta transferencia de beneficio para los consumidores, ya que parte de las pérdidas de los generadores locales pasa a ser ingreso de los consumidores. (área rayada oblicua en el Gráfico N° 5.17).
- Para el mercado exportador la transferencia es algo diferente a la anterior, siendo el $\text{Consumidor}_{\text{Exp}}$ quien transfiera al $\text{Generador}_{\text{Exp}}$, todas las pérdidas que por concepto de elevación de precios locales se da en el mercado local. (Rayado rejilla en el Gráfico N° 5.17).

Dependiendo de como opere el sistema aislado, se tiene que las posibles transferencias cuando el sistema exporta puedan ser de dos tipos: a) considerando un mercado integrado; y/o b) considerando dos mercados uno local y otro internacional²².

En el primer caso el consumidor exportador local paga inicialmente CM_2 por su energía, mientras que una vez dada la interconexión su precio deberá subir a CMg_2 . Es un hecho que esto causa un perjuicio a los consumidores locales y un beneficio a los generadores, claro que comparativamente el sistema exportador tiene ventajas globales sobre su comprador (importador).

En el segundo caso, se diferencian dos mercados: local e internacional, siendo el precio de la energía pagado originalmente CM_2 , donde este se mantiene luego de la interconexión, más el precio al que los generadores exportadores venden su energía excedente que sería CMg_2 como máximo.

²² Fuente: Propuesta General de Regulaciones para una Interconexión Eléctrica entre Ecuador y Perú. Duke Energy International. Julio 2000.

Ahora bien, los precios bajo estos supuestos regulatorios para el mercado interno, podrían oscilar entre valores comprendidos de CM_2 y CMg_2 .

Para el sistema importador, se puede plantear el mismo enfoque respecto al mercado sobre el cual se da precio a la energía, entonces se tendría igualmente un mercado integrado y otro segmentado en lo que se refiere a precios.

El perjudicado en ambos enfoques es necesariamente el generador importador, pues su producción tiene que reducirse debido a los altos costos de producción en un nivel igual al de la transferencia F_1 , esto conlleva, a que el costo de su producto alcance el nivel que lo establecerá el "despacho" considerando en el mismo la importación de energía. Además se incluye la pérdida del correspondiente beneficio (neto), señalado por el triángulo rayado oblicuo en la Franja Internacional. La restante pérdida de ingresos se anula por su igualdad con la reducción de los costos operativos.

Si se considera los niveles de costos a retribuirse, en el primer enfoque (mercado integrado) se puede ver que antes de la interconexión el costo de la energía es CM_1 , para luego de darse el intercambio, el generador importador tenga que recibir por su energía un precio CMg_1 . Para algunos Generadores esta reducción de ingresos puede llegar a ocasionar un sensible problema económico, que puede llevarlos incluso a salir de su actividad.

Estableciendo un mercado segmentado, similar al considerado anteriormente en el Sistema Exportador, el precio inicial antes de la Interconexión CM_1 podría mantenerse después del intercambio para el generador importador.

Como se sostuvo anteriormente, cabe la aplicación de una normativa que establezca un precio final de la energía comprendido entre los dos valores, CM_1 y CMg_1 , existiendo un campo de posibilidades.

Es necesario, que si bien la interconexión retribuye beneficios, exista una regulación adecuada, la cual permita minimizar los exagerados perjuicios que tuvieran los actores de cada sistema, o en su defecto permitir un estímulo para acceder a nuevas inversiones en los campos donde los beneficios intrínsecos son evidentes, en contra de un perjuicio tan mínimo que su impacto no contribuya a la resistencia de la integración.

Otra consideración a tener en cuenta, es que el hecho de que los precios en el país exportador tiendan a subir, esto podría ser una señal positiva para los inversionistas internacionales, ahora no está del todo asegurado, pues dependería del tipo de corredor que se llegue a dar en la interconexión, porque si es el caso que ambos sistemas operen en un corredor unidireccional de flujos, entonces el inversionista se asegurará ganancias sobre sus inversiones, mientras que si el sistema fuera cambiante y pudiera tener flujos bidireccionales, es cuenta del inversionista tratar de captar beneficios en un medio donde las ganancias no están aseguradas.

Un síntoma de esta última observación, se relaciona con el aumento de los precios al consumidor en el país exportador, lo que daría una señal favorable para nuevas inversiones locales en generación, las que, a su vez, inducirían una reducción de precios a los niveles de equilibrio antes del intercambio.

A ello se agrega el eventual aumento del precio del recurso energético utilizado, en función del incremento de la demanda y las eventuales pérdidas de las ampliaciones de la interconexión a partir de cierto nivel, lo que tiene que ver necesariamente con el transporte.

5.2.5 CARACTERÍSTICAS Y CONSECUENCIAS DE LA VOLATILIDAD DE PRECIOS.

La variación abrupta e intempestiva de los precios de la energía especialmente en el mercado spot, puede definirse como la volatilidad de precios. No se puede

precisar exactamente la causa para tal efecto, pero es visto que todas las condiciones regulatorias hasta aquí vistas, predisponen a que este fenómeno pueda darse.

El mercado eléctrico que más vulnerabilidad tiene a una eventual volatilidad de precios es el mercado spot, pues aquí la oferta esta condicionada a la demanda. La oferta puede sufrir alteraciones sustanciales e instantáneas tanto físicas como comerciales, y debido a que la demanda no se sujeta a estas características, puede a su vez retroalimentar su inflexibilidad en la alteración drástica de los precios²³.

Considerando la confiabilidad de los sistemas eléctricos, se sabe que las fallas más comunes se dan a nivel de transmisión y de centrales termoeléctricas, que si bien producen cambios significativos en la oferta, no son éstos tan drásticos como los que generarían fallas a nivel de centrales hidroeléctricas. Estos últimos si podrían inducir a una eventual volatilidad de precios.

La generación hidráulica en un sistema eléctrico viene condicionada por los períodos hidrológicos típicos de cada región, por lo mismo, es de esperarse que existan variaciones significativas al no cumplirse las tendencias esperadas. Estas variaciones pueden tener dos naturalezas contrapuestas que son: épocas secas y épocas húmedas. La primera ocasionará un encarecimiento de la energía producida por los generadores y por lo mismo un aumento en el precio spot, pudiendo llegar incluso a ser comparables tales aumentos con los precios que se deberían pagar por desabastecimiento de energía. Caso contrario en las épocas húmedas, puede existir un excedente de oferta lo que ocasionaría una tendencia a la baja de los precios spot, llegando a tener costos marginales nulos.

Pero no sólo el advenimiento de los dos períodos antes mencionados es la única causa de la volatilidad de precios, sino también la permanencia de dichos estados a lo largo de un tiempo relativamente prolongado, que provocaría un cambio sostenido e inalterable en el precio de la energía durante dicho período.

²³ Fuente: Proyecto CIER 02 – Fase II – Tramo 9. Mercados Mayoristas e Interconexiones.

Para los generadores la variación de los cambios hidrológicos esperados, haría que su precio de venta no llegue a cubrir sus costos de producción durante períodos prolongados. Siendo este el caso de las épocas húmedas para los generadores termoeléctricos, en donde se pone en riesgo su participación en el sistema. Ahora esto puede verse compensado con el alza de precios cuando la hidrología se presente con bajos aportes hidráulicos, por lo mismo corre por parte del generador estudiar el riesgo que le significaría tales situaciones y como comercializaría con su producción en el mercado spot.

Es claro que la permanencia de la volatilidad de precios, beneficiaría a un sector en desmedro de otro, por lo mismo si los generadores reciben precios altos por sus ventas, los consumidores desearían que los precios se mantengan lo más bajos posibles, es decir, se daría una especie de complementariedad en cuanto a los riesgos compartidos.

Como resultado general puede establecerse tres razones básicas por las cuales se puede presentar la volatilidad de precios spot debido a la interconexión eléctrica y por ende a la integración de los mercados. Y estas son:

- Posibilidad más alta de algún país integrante del corredor energético, respecto al riesgo de falla en su sistema.
- Composición elevada de generación hidroeléctrica y más que nada, posibilidades grandes de tener excedentes de este tipo durante largos períodos, por parte de algún país integrante.
- Diferencias sustanciales referente al tamaño de los mercados eléctricos de los países integrantes, en cuanto flujos tanto eléctricos como monetarios.

5.2.6 ASPECTOS REGULATORIOS GENERALES RESPECTO AL TRANSPORTE INTERNACIONAL.

Debido a que el transporte de la energía eléctrica es el medio que une a los dos agentes más comprometidos del mercado como son la generación y la demanda, entonces es de esperarse, que sea este el agente más conflictivo, y donde se deba tener muy claro las remuneraciones por conceptos de inversión, expansión, operación, mantenimiento, etc.

No se puede establecer el alcance económico que la construcción de una línea pueda tener, si no se tiene de antemano un plan de expansión de oferta y proyecciones de demanda bien definidos, es decir, de donde se va a producir la energía y hasta donde se requiere que esta llegue. Todo esto incidirá en el pronóstico de la infraestructura y funcionamiento de la transmisión

Casi siempre las iniciativas para la realización de obras de transporte en general suelen ser tomadas por actores privados y/o por empresas u organismos del estado.

La operación de una interconexión internacional está relacionada directamente con la regulación de la transmisión nacional e internacional, por lo mismo se debe tener plenamente identificados todos los aspectos referentes a los accesos y los cargos que se reembolsarían por la construcción y utilización de la línea²⁴. *Se esgrimen cinco aspectos básicos sobre los cuales habría que pulir cualquier regulación que anteriormente se haya elegido, respecto al funcionamiento comercial dentro de un corredor energético²⁵.*

Los tópicos básicos son los siguientes:

²⁴ Fuente: Estudio de Interconexión Eléctrica Ecuador – Perú. Hidro Québec International. Noviembre 2000.

²⁵ Fuente: Propuesta General de Regulaciones para una Interconexión Eléctrica entre Ecuador y Perú. Duke Energy International. Julio 2000.

1. Propiedad de la línea de interconexión
2. Ingresos permitidos para la línea
3. Planificación y establecimiento de un modelo de cargos de transmisión.
4. Derecho de uso de la línea
5. Tratamiento de la congestión

Respecto a la propiedad se debe diferenciar primeramente, cual es el sujeto que promueve la expansión, pues puede ser un “iniciador” privado donde se asociarían uno o más generadores u otros agentes, y en segundo caso puede ser promovida por un transmisor privado o estatal. La propiedad no debería estar definida por porcentaje de beneficios, ni tampoco por la extensión de las instalaciones hasta el nodo frontera. Realmente lo que interesa, independientemente de la propiedad, es que el acceso sea abierto y no discriminatorio para la energía remanente, es decir, que no se genere un monopolio legal.

Los ingresos permitidos que le serían asignados a los propietarios de la línea de transmisión, estarían enmarcados dentro del concepto económico de *anualidad del valor de oferta del propietario*, donde dicho valor esta definido por la licitación y los costos de operación y mantenimiento. Cabe mencionar que se debería definir una tasa anual de vida útil de la línea. Entonces el propietario de la línea sólo recibiría el ingreso permitido durante la vida útil.

Los cargos de transmisión y los accesos, deben contemplar ciertos parámetros establecidos para su funcionamiento. Por lo mismo, se debería disponer de la capacidad de transporte suficiente en la línea para pactar los respectivos contratos a término (Derechos de transmisión). Estos derechos de transmisión se encontrarían en tenencia de los promovedores de la línea, en este caso los iniciadores o al transmisor independiente.

Los costos de congestión de entrada y salida deberían ser valorados manteniendo como referencia cada sistema en particular (desacoplado) y valorados a sus

propios precios spot. La asignación de estos costos obviamente será parte de lo que los dueños de los derechos de transmisión recaudan.

Por todo lo anterior es visto que, la remuneración basada exclusivamente en costos marginales es insuficiente para la retribución al transportista, por lo mismo se recurriría a la incorporación de otros cargos que, en conjunto completan la remuneración de sus costos totales, incluyendo los de capital.

5.3 DELINEAMIENTOS REGULATORIOS BASICOS ESTABLECIDOS POR LAS LEYES DE CADA PAIS PARA LAS INTERCONEXIONES.

5.3.1 PERSPECTIVA ECUATORIANA.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico y su Reglamento general establecen con relación a la importación y exportación de energía eléctrica las siguientes pautas generales:

- La exportación de energía eléctrica comprende únicamente los excedentes producidos luego de satisfacer la demanda nacional. La importación y exportación de energía eléctrica son autorizadas por el CENACE de acuerdo a la Ley y la normativa para tal efecto es elaborada por el CONELEC.
- La importación de energía eléctrica se realiza en condiciones de libre mercado, bajo este esquema, la energía y potencia eléctrica ofrecidas por las empresas eléctricas extranjeras y/o los comercializadores si los hubiera serán consideradas en el despacho económico que realiza periódicamente el CENACE.

Existe un proyecto de Reglamento para la Importación y Exportación de energía ²⁶ que se encuentra en etapa de aprobación por parte de La Presidencia de La República.

A continuación se señalan los principales aspectos de este reglamento, los cuales han sido abstraídos tomados en forma casi textual para no perder su esencia y que son los siguientes:

- El CONELEC es el encargado de coordinar con los entes reguladores de cada país vecino la legislación y la normativa a seguir para establecer las transacciones de importación y exportación de energía.
- En el Ecuador para que un agente del MEM pueda realizar actividades de importación, deberá tener la calidad de Distribuidor o Gran Consumidor, del mismo modo para que un agente del MEM sea habilitado como exportador debe ser necesariamente un Generador. En ambos casos se deberá contar con la autorización del CENACE y cumplir con las normativas vigentes que los califican como agentes del MEM, aptos para cumplir tales actividades. Dentro de estas características y requisitos técnicos para la operación en el MEM, se mencionan principalmente los sistemas de medición, comunicación, protección y control y a los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad. Además serán considerados dentro de este espectro de agentes, a los Comercializadores del MEM; que son aquellas empresas totalmente desligadas de las anteriores y que obtengan la autorización del CENACE para comercializar en el MEM la energía proveniente de generación ubicada en países vecinos o de proyectos binacionales por encargo de los importadores (Distribuidores y Grandes Consumidores), igualmente comercializar al exterior la energía y potencia producida en el MEM por encargo de un Generador.

²⁶ Proyecto de Reglamento para Importación y Exportación de Energía. Versión G. CONELEC

- El CENACE tiene la responsabilidad de realizar la administración técnica y comercial de la importación y exportación de potencia y energía eléctricas que se realice en el MEM, para tal efecto se cumplirán las disposiciones vigentes para el funcionamiento del MEM y el Despacho y Operación en lo que sean aplicables.
- Todos los requisitos para la importación y exportación de energía, tienen que ser avalados por la emisión de una licencia que otorga el CONELEC en función de lo establecido en el reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la prestación del Servicio de Energía Eléctrica. Además el CONELEC será el encargado de coordinar con el Organismo Regulador correspondiente del país vecino las acciones necesarias para poder facilitar las transacciones de importación y exportación, además de solucionar eventuales conflictos. Todo este marco tiene que estar supeditado bajo las legislaciones y normativas de los dos países así como de los convenios binacionales suscritos.
- La administración y coordinación operativa que mantendrá el CENACE y el Organismo Coordinador del país vecino, serán suscritos en convenios. Estos convenios deberán definir los mecanismos necesarios para suministrar o recibir la energía eléctrica en el mercado de oportunidad; así como las condiciones de intercambio de emergencia para asistencia recíproca; también la prestación de servicios complementarios como es: la regulación de voltaje, regulación frecuencia, transferencia de reactivos y reservas.
- Se abre la posibilidad para el intercambio de energía eléctrica mediante la implementación de proyectos de suministro de servicio eléctrico a poblaciones o recintos ubicados en zonas fronterizas. Se tiene establecido que la transferencia de dichos intercambios será de hasta 500 kW y en niveles de tensión igual o inferior a 40 kV, las empresas distribuidoras podrán efectuar estas transacciones en forma autónoma considerándolas como una variación menor de la demanda de su sistema.

La importación de energía en bloque se puede realizarse mediante dos tipos de transacciones:

- Contratos a plazo suscritos entre un Agente consumidor del MEM y un Comercializador del MEM o una empresa extranjera, estos son libremente acordados en cuanto a cantidades, condiciones, precios y plazos, con obligación de puesta a disposición de una potencia en el nodo frontera con garantía de suministro.
- Transacciones realizadas en el Mercado Ocasional, interrumpibles, correspondientes a compra-venta en ese mercado, sujetas a la normativa que regula este tipo de transacciones. Una operación de importación de oportunidad consistirá en vender al Mercado Ocasional en el nodo frontera la oferta excedente en otro país.
- Para la exportación de energía en bloque, se pueden realizar los dos tipos de transacciones anteriores, sujetándose a las cantidades y condiciones que determine el CENACE, de acuerdo a la operatividad del sistema y la disponibilidad de generación.

En cuanto a la exportación de energía eléctrica, se entenderá como excedentes de energía, lo siguiente:

- Para generación hidráulica, la energía que no resultaría despachada para cubrir la demanda nacional en el Despacho con Restricciones, y por lo tanto en caso de no realizarse la transacción, el agua sería derramada.
- Para generación térmica, la energía que producirían las máquinas o centrales que no sean requeridas para cubrir la demanda nacional o como reserva en el despacho que realice el CENACE.
- El CENACE modelará y representará a la importación como un generador adicional externo al MEM, ubicado en el nodo de interconexión internacional

(nodo frontera), con su costo asociado en el contrato a plazo o su costo ofertado en el mercado ocasional. El nodo frontera será la referencia para el cálculo de los factores de nodo y cargos asociados por el uso de la red, dentro del despacho económico que realice el CENACE. Determinará también la remuneración correspondiente por Potencia Remunerable puesta a Disposición, por Reserva Adicional de Potencia y Reserva para Regulación de Frecuencia que tenga derecho el agente que realiza la importación.

- La exportación será modelada y representada por el CENACE para un contrato a plazo como un Gran Consumidor ubicado en el nodo frontera, con la curva de carga horaria correspondiente al contrato y considerando las restricciones de operatividad del sistema como de la disponibilidad de generación. Para una transacción de exportación en el mercado ocasional la modelación y representación que hará el CENACE, será como el de una carga interrumpible en el nodo frontera, limitada por los excedentes exportables y las restricciones de la capacidad remanente del Sistema Nacional Interconectado y del Transporte de Interconexión Internacional. Los costos variables declarados por el generador que ingrese a operar para la exportación de energía, no serán considerados para determinación del costo marginal en el despacho económico que determine el CENACE.
- El agente del MEM que realice la importación o exportación, será responsable de cumplir sea por su cuenta o a través de la Empresa de Transmisión, con la Regulación de los sistemas de medición comercial para los agentes del MEM.

Los nuevos vínculos de transporte para intercambios internacionales de energía eléctrica que correspondan a contratos a plazo de importación o exportación, podrán ser construidos por todo agente del MEM que tenga licencia del CONELEC para realizar dichas transacciones. Se buscará el punto más cercano entre el nodo frontera y las instalaciones del agente a las que se conectará el vínculo.

- El uso de los vínculos de transporte de Interconexión Internacional corresponderá prioritariamente a las operaciones a plazo sustentadas en contratos de importación o exportación. Dentro de esta prioridad tendrán privilegio los contratos suscritos por el propietario de la interconexión internacional.
- Las exportaciones e importaciones podrán quedar restringidas en la medida que en la operación real surjan límites de capacidad existente o remanente del Sistema Nacional Interconectado que impidan llevar o traer toda la potencia requerida hasta o desde el nodo frontera.
- Los peajes correspondientes a transacciones de intercambio internacional del tipo de contratos a plazo seguirán los criterios remuneratorio y procedimientos establecidos en la normativa de Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución, mientras que para el mercado de oportunidad sólo corresponderá la compensación al titular de las instalaciones por la parte del uso proporcional a la capacidad de transporte de interconexión internacional en función del peaje que fije el CONELEC.

5.3.2 PERSPECTIVA PERUANA.

Hasta el momento no existe en el Perú una normativa oficialmente declarada respecto a las transacciones de importación y exportación de energía con los países vecinos. Se poseen algunos estudios preliminares los cuales están basados principalmente en el marco regulatorio establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y todos sus reglamentos.

Todos los planteamientos regulatorios preliminares referentes a la interconexión eléctrica internacional, desde el punto de vista del país del sur van enfocados hacia los siguientes campos:

- Reducción de riesgos regulatorios a las normativas establecidas (en cuanto sean mínimos los cambios y no alteren el marco regulatorio actual vigente).
- Definición de los Costos Marginales de Energía y Potencia a Nivel Generación.
- Definición de Precios de Barra de Energía y Potencia.
- Garantías mínimas a los Agentes involucrados en las transacciones.

En modo general la Ley de Concesiones y todos sus Reglamentos establecen para el sistema peruano las siguientes bases:

- La normalización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización en términos de eficiencia y competencia en el sector eléctrico.
- El COES -Comité de Operación Económica del Sistema- al cual esta sujeta la operación de las instalaciones del sistema.
- Los sistemas de transmisión son de libre acceso y permiten la competencia en el negocio eléctrico, siendo reguladas sus compensaciones económicas.

En vista de que las regulaciones pertinentes para la importación y exportación de energía no están del todo definidas, se podrían recoger algunas conclusiones que se desprenden de las presentaciones por parte de entidades afines al sector eléctrico en el Perú, durante las últimas reuniones entre los entes reguladores de ambos países respecto a la integración eléctrica²⁷. El documento señalado por la nota al pie de ésta página muestra la visión peruana respecto a la operación, despacho y comercialización de la energía en una eventual interconexión con el Ecuador, por lo tanto las regulaciones coexistentes que de este se desprenden tendrían los siguientes alcances:

²⁷ Fuente: Operación de la Interconexión Perú-Ecuador. Esquemas de Operación. Ing. Luis Espinoza. Febrero 2001.

- Establecer en el mercado regional una mayor competencia entre los diferentes actores, promulgando para esto la integración, como salvaguarda de los sistemas aislados con relación a la optimización de recursos y el aumento de la confiabilidad de los mismos.

- La energía eléctrica ha intercambiarse debe cumplir con dos preceptos básicos e inicialmente hipotéticos: primero, el costo de la energía total en el país exportador debe ser menor o igual al costo de la energía total del país importador y, segundo, que el riesgo del intercambio comercial enfocado desde el punto de vista anterior tiene que ser asumido por todos los agentes involucrados, sin preferencias.

En lo que respecta a la exportación de energía, no se mencionan restricciones, pero si se infiere que una vez satisfecha la demanda local habría la posibilidad de exportar, en cuanto la demanda conjunta sea tomada como una demanda total a abastecer. De igual modo, para las importaciones no se establecen condicionantes. Lo que sí se considera es el hecho de que en ambos casos existirá un crecimiento de demanda o una disminución de la misma respectivamente.

Se establece que en el caso óptimo el costo marginal de ambos países sería el mismo, o en todo caso tenga una diferencia mínima para poder establecer flujos tanto de importación como de exportación.

El valor del agua será afectado y por ende en proporción directa el costo marginal, pues la exportación favorece a su incremento mientras que la importación disminuye su valor, Se condiciona a que la demanda del país importador sea firme para un período de tiempo dado.

No se consideraría las transacciones de importación y exportación para establecer los precios de barra (locales); primero no se tiene una certidumbre de sí sean cumplidas dichas transacciones durante los 12 meses primeros, y por

último no se contempla en la normativa peruana que el precio de barra sea el mismo que impone el COES.

En cuanto al despacho de las transacciones de energía se establecerían los siguientes puntos:

- Cada Organismo Coordinador Nacional proporcionará mutuamente la curva de intercambio, y es ésta última quien determina la transacción o no. Esto quiere decir que seguirá siendo el COES, en este caso quien mantenga su papel de administrador y operador del sistema peruano.
- Las importaciones son tomadas como costo cero en el país importador. Es decir serían tomadoras de precio, lo que involucra que serían despachadas en forma "obligatoria".
- Las exportaciones serán consideradas como demandas fijas en el país exportador.
- El precio de la potencia tanto para la importación como para la exportación será igual al costo firme, por lo mismo no se incluye costos por reserva.
- El precio de la potencia puede ser transformado en costo medio, mediante la aplicación de los factores de carga respectivos para un lapso de tiempo de un mes, una vez determinado el balance en potencia dado entre las exportaciones e importaciones.
- La potencia se paga por dos conceptos: disponibilidad y despacho. Ahora para adaptarse a una eminente transacción de energía proveniente del Ecuador, se podría establecer un precio de potencia de media y punta. Los ingresos por exceso o déficit serían cargados al fondo para pago de potencia.

En cuanto al tratamiento que se daría al costo del vínculo y la remuneración que se deba hacer al “dueño”, se establecen:

- El encargado de construir la línea tiene que ser de preferencia un inversionista especializado fuera del mercado integrado, para el cual se garantizará sus ingresos mediante ofertas públicas abiertas.
- Los generadores que a la final son los usuarios de la línea serán los encargados de pagar por la energía transportada, siendo el costo a liquidar el de la energía media transportada (costo medio eficiente). No importa la dirección del flujo energético. Este costo medio si afecta a los despachos individuales.
- La línea de interconexión debe ser pagada por los beneficiarios, en el país importador serían los clientes finales y generadores deficitarios, pues los precios bajan; mientras que en el país exportador serían los generadores excedentarios, pues los precios suben.
- El acceso a la transmisión es libre y sólo su utilización o no depende del costo medio fijado, el cual deberá ser cancelado por el usuario.

Se establece que el despacho de energía será prioritario para las ofertas firmes.

El despacho tiene que ser en conjunto (COES-CENACE) luego de una identificación de las posibles transferencias, para luego ser comunicadas a todos los integrantes del mercado. Mediante un procedimiento abierto y claro se asignan estas posibles transferencias convirtiéndose en ofertas firmes.

En cuanto al tratamiento que se daría al costo del vínculo y la remuneración que se deba hacer al “dueño”, se establecen:

- El encargado de construir la línea tiene que ser de preferencia un inversionista especializado fuera del mercado integrado, para el cual se garantizará sus ingresos mediante ofertas públicas abiertas.
- Los generadores que a la final son los usuarios de la línea serán los encargados de pagar por la energía transportada, siendo el costo a liquidar el de la energía media transportada (costo medio eficiente). No importa la dirección del flujo energético. Este costo medio si afecta a los despachos individuales.
- La línea de interconexión debe ser pagada por los beneficiarios, en el país importador serían los clientes finales y generadores deficitarios, pues los precios bajan; mientras que en el país exportador serían los generadores excedentarios, pues los precios suben.
- El acceso a la transmisión es libre y sólo su utilización o no depende del costo medio fijado, el cual deberá ser cancelado por el usuario.

Se establece que el despacho de energía será prioritario para las ofertas firmes.

El despacho tiene que ser en conjunto (COES-CENACE) luego de una identificación de las posibles transferencias, para luego ser comunicadas a todos los integrantes del mercado. Mediante un procedimiento abierto y claro se asignan estas posibles transferencias convirtiéndose en ofertas firmes.

CARACTERÍSTICAS REGULATORIAS E INSTITUCIONALES	PERÚ	ECUADOR
Estado de avance de la desregularización	<p style="text-align: center;">Mercado</p> <p>Proceso completado a inicios de los años 90, encontrándose al momento presente la regularización. Constante modificación respecto a la evolución del mercado</p>	<p>Desde el punto de vista regulatorio es completo, contemplando un modelo de mercado, con agentes privados a cargo de los segmentos del negocio. Existe un plan de modernización en marcha, que aún no ha sido concretado, por que la mayoría de los servicios están a cargo de diversos niveles del Estado.</p> <p>Existen generadores instalados en el marco de PPAs previos.</p> <p>Se restringe la participación del capital privado en un 51% de las nuevas sociedades</p>
Grado de desarrollo normativo	<p>Existe un marco regulatorio estructurado a nivel detallado.</p>	<p>Muy avanzado. Existen procedimientos que regulan las actividades del mercado y se prevén contratos de concesión para los monopolios naturales</p>
Efectiva desverticalización	<p>El modelo implementado contempla empresas independientes.</p>	<p>Se ha completado el proceso de corporización, constituyéndose las nuevas sociedades a privatizar. El proceso privatizador no ha progresado mas por razones políticas</p>
Restricciones a la comercialización	<p>Hay usuarios libres, en donde la única restricción para la demanda es estar contratada al 100 % con la generación. Solamente los generadores</p>	<p>El transmisor no puede comercializar energía. Los distribuidores no pueden generar ni transmitir energía. La Ley prevé la separación entre las</p>

CARACTERÍSTICAS REGULATORIAS E INSTITUCIONALES	PERÚ	ECUADOR
Barreras de acceso	<p>participan en el mercado spot. El distribuidor comercializa su energía dentro de su área de concesión. No existe la figura del comercializador</p> <p>No existen restricciones al acceso a la capacidad excedentaria del sistema de transmisión. La fijación de tarifas y el acceso a las redes de distribución no son del todo satisfactorias.</p>	<p>actividades de generación, transmisión y distribución. No se prevé la figura del comercializador.</p> <p>La regularización considera autorizable la exportación luego de haber satisfecho la demanda interna, solo para los excedentes de generación. Ello debe considerarse atendiendo a ser un mercado demandante, con pocas fuentes energéticas primarias.</p>
Despacho óptimo	<p>Se aplica un sistema de declaración para el despacho, que es de costos y deben ser justificados. Los contratos abastecen con un despacho a mínimo costo. La demanda no participa en el despacho.</p>	<p>El despacho considera la oferta de costos por los generadores, con plazos de declaración mensual. Los contratos son económicos, no físicos, por lo cual no se los despacha, sólo se los administra. La participación en la fijación del costo de la energía se da a través del CENACE, que fija el costo marginal.</p>
Cargo de la capacidad en el mercado spot	<p>Se remunera la potencia firme de la generación, en función de la disponibilidad real.</p>	<p>Se remuneran múltiples conceptos: Potencia remunerable puesta a disposición (PR): determinada para el año medio. Reserva adicional de potencia: como un ajuste semanal de PR según despacho, inclusive reserva fría. Reserva de largo plazo, para año seco.</p>

CARACTERÍSTICAS REGULATORIAS E INSTITUCIONALES	PERÚ	ECUADOR
Servicios auxiliares	<p>La contratación firme obliga a los generadores, a abastecer, a cambio del pago por potencia, bajo cualquier situación de oferta, a suministrar servicios adicionales necesarios para la operación. Hay dificultades para determinar el nivel de esos servicios, específicamente en la reserva. El alivio de carga es una obligación de la demanda.</p>	<p>Reserva para regulación secundaria de frecuencia. Costos de arranque y parada. Todos los cargos se energizan mediante el Cargo Equivalente de Energía.</p>
Flexibilidad de contratos	<p>Se restringe el precio libre del regulado en una banda del 10%. No existen restricciones a los contratos libres.</p>	<p>La regulación primaria de frecuencia se transa entre generadores, la potencia reactiva se remunera explícitamente como Potencia Reactiva Remunerable Puesta a Disposición (PRR), las transacciones de alivio de carga se realizan sobre cortes excedentarios respecto a la obligación.</p> <p>Los contratos previstos tienen amplia libertad de contratación, con la única limitación de un plazo de 1 año</p>
Transporte Nacional		
Restricciones al transporte	<p>No se reconocen precios locales, pero se asignan según responsabilidad de los sobrecostos derivados de las restricciones en la red</p>	<p>No existen precios locales, pero los sobrecostos por restricciones de la red de transmisión se cargan a la empresa transportista.</p>
Acceso libre	<p>El acceso al sistema principal es libre para la capacidad remanente, luego de satisfacer las obligaciones de los agentes</p>	<p>Existe libre acceso a la capacidad remanente del sistema, con la sola obligación de suscribir un acuerdo con la empresa de transmisión. Se reconoce la capacidad reservada a los agentes existentes frente a los nuevos.</p>

CARACTERÍSTICAS REGULATORIAS E INSTITUCIONALES	PERÚ	ECUADOR
Definición de peajes	<p>Los peajes responden a una compensación que cubre el costo total de la transmisión, recogida mediante el peaje de conexión y el ingreso tarifario. La compensación reconoce el VNR de las instalaciones de transmisión más operación y mantenimiento.</p>	<p>El CONELEC fija una tarifa que incluye la anualidad de los costos de expansión, más costos operativos y de mantenimiento. Existen cargos de capacidad de transporte y de conexión.</p>
Remuneración del transporte	<p>Sistema Principal de Transmisión</p> <p>En el SPT el ingreso tarifario resulta igual a la suma de los ingresos esperados tarifarios por energía y potencia y se determina para los siguientes 12 meses en el estudio que realiza el CTE.</p> <p>El CTE fija anualmente el peaje por conexión y su reajuste mensual. Este peaje resulta de la diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario y se carga a los generadores en función de recaudación por peaje por conexión.</p> <p>El ingreso tarifario por potencia se carga a los generadores en proporción a sus ingresos por potencia.</p> <p>El ingreso tarifario por energía se determina en forma similar.</p> <p>Sistema Secundario de Transmisión.</p>	<p>La asignación de los cargos a los agentes se basa en factores de responsabilidad de las demandas individuales respecto a la demanda pico del sistema.</p>

CARACTERÍSTICAS REGULATORIAS E INSTITUCIONALES	PERÚ	ECUADOR
	En el SST la compensación también es regulada por la CTE. Si bien no existen valores de uso general, pueden estimarse los valores a partir de los peajes concebidos en cada caso	
Importación/Exportación		
Intercambios internacionales firmes/oportunidad	No existe regulación para este tipo de transacciones.	Se prevé: Contratos libremente acordados en cuanto a cantidades, condiciones y precios para las importaciones y restringidos al monto máximo que se autorice para las exportaciones. Compra – venta libre en el mercado ocasional.
No discriminación y reciprocidad entre mercados	No definidas	No existe discriminación entre mercados mas que la restricción de exportar solo los excedentes de producción.
Transacciones de calidad	No definidas	No se prevén transacciones internacionales de calidad.
Transacciones de servicios auxiliares	No definido	No se prevén transacciones internacionales de servicios auxiliares.
Marco legal	No definidas	El marco regulatorio se encuentra en etapa de aprobación.

Debido a las características regulatorias tanto ecuatorianas como peruanas, se estima que el Perú tiene mejores opciones en cuanto a poder integrar a su mercado local una demanda fuera de sus fronteras, pues es visto que su proceso de desregularización se completo hace mucho tiempo, mientras que en el Ecuador todavía no ha finalizado; es mas, en vista de que se promulga en el presente estudio que los iniciadores de una interconexión eléctrica internacional debieran ser preferentemente agentes privados de los sistemas a integrarse, hace suponer que el Ecuador se enfrenta a una carrera contra el tiempo para compensar dichos vacíos legales (proceso de privatización de las empresas del sector eléctrico).

Respecto a la estructura del sector, cabe mencionar que el sistema ecuatoriano tiene agrupado en forma horizontal el sector eléctrico recayendo en el CONELEC las funciones de normatividad, otorgamiento de concesiones, regulación, fiscalización y defensa del consumidor; mientras que la operación del sistema la realiza el CENACE y la expansión de la transmisión corre a cargo de TRASNELECTRIC. Para el sector peruano en cambio se observa una disgregación de las mismas funciones (división mixta) en varios organismos supeditados en algunos casos a las disposiciones del Ministerio de Energía y Minas (MEM) y su brazo ejecutor La Dirección General de Electricidad (DGE). Entonces se tiene que la normativa y el otorgamiento de concesiones lo realizan el MEM / DGE; la regulación corre por cuenta de la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE); la fiscalización por parte del OSINERG; la operación es cuenta del Centro de Operación Económica del Sistema (COES) y la defensa del consumidor está a cargo del INDECOPI.

Por todo lo anterior queda en evidencia que el sistema peruano tiene una relación política directa en la toma de dediciones a alto nivel, lo que no ocurre con el sistema ecuatoriano en donde aparentemente existe un cierto grado de independencia entre el Ministerio de Energía y el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. Habría que esperar que a la larga los factores políticos

no influyan de manera negativa en la toma de decisiones y sobre todo en la posible integración eléctrica entre los dos países vecinos.

Otro problema y que aparece a primera vista como muy serio, es el hecho de que en el Ecuador la evolución que ha sufrido la tarifa de la energía eléctrica no ha llegado a establecer un precio real de la misma para compensar los costos, es decir, que el sistema ecuatoriano se encuentra en un déficit tarifario, el cual mediante alzas programadas tratará de llevarla a los niveles óptimos (precios reales). En el Perú ocurre algo totalmente distinto y es que su sistema opera bajo valores reales de energía eléctrica y por tanto hace más competitivo y atractivo el desenvolvimiento del sector generador. Ahora esta diferencia tan notoria podría conllevar a que exista una resistencia por parte de los sectores involucrados en la interconexión del lado peruano y del mismo modo del ejecutor y/o dueño de la línea, debido a la gran incertidumbre que genera esta disparidad de precios pues no verían asegurados el retorno de sus inversiones, cuando el sistema peruano se convierta en exportador preferente o eventual de energía.

También cabe mencionar que comparando las regulaciones de ambos países, es en el Ecuador donde la figura del comercializador como un agente extra al mercado eléctrico apto para negociar la energía eléctrica tanto dentro como fuera del país es tomado en cuenta y su legalidad dentro del sector tiene un tratamiento mas o menos claro, caso contrario se tiene en lado peruano pues es notorio que no se ha previsto en la intervención de su mercado a tal figura. Como ejemplo se tiene que en la interconexión Argentina-Brasil, donde el marco regulatorio argentino contempla a los generadores y/o comercializadores como los entes calificados para realizar las transacciones de exportación e importación, pudiendo notarse claramente su rol protagónico al ser estos quienes captan y notifican las eventuales posibilidades de negocio y al mismo tiempo interactúan con el Organismo Coordinador.

Una diferencia sustancial existe en la participación de los agentes del mercado y su papel dentro del sector, respecto a quienes de éstos puedan transar

negociaciones de compra y venta de energía. Se tiene que en el caso ecuatoriano los agentes hábiles para esta función son: los generadores, distribuidores y grandes usuarios, donde los contratos a pactarse pueden ser a término o mediante el mercado spot. Mientras para el caso peruano los únicos habilitados para realizar este tipo de transacciones son los generadores y sólo ellos, los distribuidores están obligados a comprar la totalidad de su energía a los generadores, siendo esta una restricción a la comercialización interna.

El tratamiento que se da a la forma de despacho óptimo tiene formas diferentes en ambos sistemas; pues en el caso ecuatoriano se considera la oferta de costos de los generadores con plazos de declaración mensual, a mas de que los contratos son económicos y no físicos por eso sólo se los administra y la participación de la demanda en el despacho corre a cargo del CENACE quien fija el costo marginal. Para el Perú el despacho es de costos que deben ser declarados y justificados, se supone que su despacho corresponde al de mínimo costo y la demanda no participa en él, además los plazos de declaración son variables.

En cuanto a las barreras de acceso, como se mencionó anteriormente en el Ecuador se considera exportable sólo los excedentes de generación, después de haber satisfecho la demanda interna. La razón para tal precepto es que el país considera su calidad de mercado demandante con pocas posibilidades de expansión de fuentes primarias. En el Perú en cambio no existen limitaciones al acceso a la capacidad excedentaria en el sistema de transmisión, pero si existen barreras en cuanto al acceso a las redes de distribución.

Debido al tamaño de los mercados es evidente que el Ecuador se convertiría en un importador netamente, pues hay que resaltar que en el país los grandes consumidores son aquellos que tengan una demanda superior a los 2 MW y requieren la calificación del CONELEC (opcional), por lo mismo se tiene que existe un gran consumidor activo y 20 calificados, mientras que en el sector peruano suman 226, pues a todo demandante con una potencia mayor a 1MW se

le obliga a calificarse como gran consumidor. A todo esto hay que añadir que la relación de empresas de distribución privadas en ambos sectores es desigual, pues en el Ecuador hasta el momento existe una con este calificativo mientras que en Perú hay siete.

CAPITULO 6

CAPITULO 6. SUMARIO Y CONCLUSIONES.

SUMARIO

Capítulo 1.

1) La temática de la Interconexión Eléctrica entre Ecuador y Perú a tenido muchas tratativas en diferentes estudios realizados a través de estos últimos tiempos. No se puede establecer un criterio definitivo sobre la conveniencia o no de este proyecto pues su determinación no se ciñe únicamente a factores económicos y técnicos, sino también a decisiones institucionales y gubernamentales. Aún así se ha tratado de exponer las ideas más sobresalientes recogidas de estos estudios, como aporte a continuación se presenta:

a) “Análisis Técnico-Económico y Comercial de la Interconexión Ecuador – Perú”.- Muestra el proyecto de interconexión a nivel:

- Binacional: Se plantea las siguientes interconexiones:

- Machala – Charán: Con una capacidad máxima de 200 MVA, tiene una longitud de 239 Km. Su costo al año 2001 es de 101' 243.000 USD.

- Macará – Piura: Con una capacidad máxima de 66 MVA, tiene una longitud de 255 Km. Su costo al año 2001 es de 52' 847.000 USD.

Ambas alternativas operarían en sincronismo entre los dos sistemas nacionales.

- Regional: Se plantea las siguientes interconexiones:

- Empresa El Oro – ENOSA (Tumbes): Con una capacidad máxima de 12.5 MVA, tiene una longitud de 8 Km. No operaría en sincronismo entre los dos sistemas.

- Empresa Sur – ENOSA (Piura): Con una capacidad máxima de 15 MVA, tiene una longitud de 122 Km. Puede operar en sincronismo con los dos sistemas.

- Vecinal: Se plantea las siguientes interconexiones:

- Macará – El Suyo.

- Huaquillas – Aguas Verdes.

b) “Resumen de estudio preliminar: Interconexiones Eléctricas Ecuador – Perú”. Expone la complementariedad hidrológica, esta es una característica muy importante pues es un factor decisivo para justificar una interconexión. Entre el Ecuador y el Perú existe esta característica a lo largo de un año corriente. De acuerdo a las curvas de energía afluente se tiene:

Cuadro N° 6.1 Complementariedad hidrológica entre SIN y SICN.

SISTEMA	ALTA ENERGÍA AFLUENTE	BAJA ENERGÍA AFLUENTE	MESES SIN COMPLEMENTARIEDAD HIDROLOGICA
SNI (ECUADOR)	Mayo hasta Septiembre	Octubre hasta Abril	Octubre y Noviembre
SICN(PERU)	Diciembre hasta Abril	Mayo hasta Noviembre	Octubre y Noviembre

c) “Estudio realizado por Hydro Québec International.-

Mediante convenio entre Transelectric S.A. del Ecuador y ETECEN del Perú, se encargó a la Consultora Internacional HydroQuébec el estudio de factibilidad técnica y económica de la Interconexión Eléctrica Ecuador – Perú. De su informe final entregado se recogen las conclusiones más sobresalientes, las que en síntesis promulgan la conveniencia de la interconexión bajo ciertos supuestos obligatoriamente dados por parámetros técnico-económicos enmarcados dentro de los preceptos institucionales y gubernamentales de cada país.

Basado principalmente en costos Hydro Québec llegó a la conclusión de que la mejor opción de interconexión es la siguiente: Interconexión asíncrona a 250 MW, que uniría ambos sistemas desde Machala (Ecuador) hasta Tumbes (Perú) mediante una línea de transmisión a 220 kV con una longitud de 250 km a doble circuito y 435 km a circuito simple, todo con un costo actualizado de 139.2 Millones de dólares.

2) La Comisión Integración Eléctrica Regional, CIER, en cuanto a la posible interconexión de los sistemas eléctricos en Sudamérica, presenta los siguientes resultados:

Cuadro Nº 6.2 Oferta de Generación en Sudamérica.

	2000	2010
Oferta Generación [GW]	135	210
Gen. Hidráulica [%]	75	67
Gen. Térmica [%]	25	33

- La generación térmica pasará a ser predominante en el Ecuador y en el Perú. Situándose en el 52% en cada país.
 - Se debe ver las condiciones ambientales para realizar la interconexión. Estas condiciones son: complementariedad hidrológica y complementariedad hidrotérmica.
 - La proyección de los costos marginales de cada país, muestra que el Ecuador será el sistema más caro con un costo de 60 USD/MWh, en segundo lugar se ubica el Perú con un precio de 25 USD/MWh.
 - Las interconexiones se darán si se cumplen dos premisas: Beneficio de transmisión y Viabilidad técnica de construcción. Estas son cuantificadas en el Beneficio Marginal de Interconexión (BMI). Matemáticamente, se define el BMI como el promedio de la diferencia de los costos marginales entre los países de la interconexión para cada mes y para cada escenario hidrológico.
 - Para la interconexión Ecuador – Perú se establece que el BMI tiene una tendencia creciente de 22 a 38 USD/MWh. Además ambos países son parte de un corredor energético denominado Sistema Pacto Andino, en el que son parte: Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú. Se determina que la interconexión entre Ecuador y Perú abarcará 200 MW.
 - El beneficio de una interconexión es cuando la reducción del costo operativo total sea mayor que los costos de inversión.
 - Una interconexión es justificable cuando la relación entre beneficio y costo es mayor que uno.
- 3) Se crean ventajas y desventajas en la Interconexión. Las ventajas principales son la integración entre distintos sistemas de potencia mejorando la confiabilidad de cada país, inversión, desarrollo e

implementación de nueva tecnología. La principal desventaja es la posibilidad de un intercambio desigual de energía entre los países de tal forma que podrían verse afectados ciertos miembros o participantes de este gran mercado, llevándolos a la quiebra.

Capítulo 2.

- 1) Se expone los datos históricos de la Demanda de Potencia y Energía para el Ecuador y el Perú, desde el año 1990 hasta el año 2000. Los datos son los siguientes:

Cuadro N° 6.3 Demanda de Potencia en Ecuador y Perú

Años	Pot. Ecuador [MW]	% Crec. Ecuador	Pot. Perú [MW]	% Crec. Perú
1990	1241	59	1812	47
2000	1979		2657	

Cuadro N° 6.4 Demanda de Energía en Ecuador y Perú

Años	Energ. Ecuador [GWh/año]	% Crec. Ecuador	Energ. Perú [GWh/año]	% Crec. Perú
1990	6333	63	13162	60
2000	10345		21085	

El porcentaje de crecimiento es mayor en el Ecuador en la última década del siglo anterior. El crecimiento de la energía es mayor que la potencia. Las continuas y más profundas crisis en el Perú conjuntamente con el relativo bajo costo de la energía en el Ecuador son los principales factores para estos índices.

- 2) Se proyecta las Demandas de Potencia y Energía para el Ecuador y el Perú, desde el año 2001 hasta el año 2010, en los tres escenarios definidos. Los datos son los siguientes:

Cuadro N° 6.5 Proyección de Potencia en Ecuador y Perú

Escenarios	Pot. Ecuador [MW]			Pot. Perú [MW]		
	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
2001	2061	2259	2413	2585	2905	3267
2010	3005	3615	4187	3395	4415	5063
% Crecim	46	60	74	31	52	55

Cuadro N° 6.6 Proyección de Energía en Ecuador y Perú

Escenarios	Energ. Ecuador [GWh/año]			Energ. Perú [GWh/año]		
	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
2001	10923	12004	12844	17924	19546	21508
2010	16396	20058	23262	23427	27504	35124
% Crecim	50	67	81	31	41	63

De igual manera, los porcentajes de crecimiento son mayores en el Ecuador que en el Perú. El crecimiento es mayor en la energía que en la potencia. Estas tasas de crecimiento fueron escogidas por los respectivos organismos de planificación de cada país.

3) Se muestra las Ofertas de Potencia y Energía para el Ecuador correspondientes al año 2000 y en el caso del Perú, al año 1998, Los datos son los siguientes:

Cuadro N° 6.7 Oferta de Potencia y Energía en el Ecuador

	Pot. Instalada		Pot. Efectiva		Prod. Energ.	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[GWh/año]	[%]
Hidráulica	1847	62	1682	63	8588	58
Térmica	1115	38	1009	37	6191	42
Total	2962	100	2691	100	14779	100

Cuadro N° 6.8 Oferta de Potencia y Energía en el Perú

	Pot. Instalada		Pot. Efectiva		Prod. Energ.	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[GWh/año]	[%]
Hidráulica	2572	47	2117	44	13808	74
Térmica	2943	53	2665	56	4774	26
Total	5515	100	4782	100	18583	100

Se concluye que:

- La potencia hidráulica (instalada y efectiva) es más representativa en el Ecuador, mientras que la térmica lo es en el Perú.
- La producción de energía eléctrica hidráulica es mucho mayor que la térmica en ambos países.
- El Perú presenta un hecho singular, mientras la potencia térmica es mayor que la hidráulica, sin embargo, su correspondiente producción de energía es menor, es decir, las plantas térmicas son subutilizadas, esto se refleja en su bajo factor de utilización.

4) Existen grupos y sistemas representativos en cada país que se destacan por ser los más grandes de acuerdo al tipo de generación que tienen. El porcentaje es la relación que tienen con respecto a su propio tipo de generación. En el siguiente cuadro, en el sistema ecuatoriano, el grupo de las centrales de embalse constituyen el 81% de la potencia hidráulica y el 78% de la producción de energía hidroeléctrica; de igual manera las centrales térmicas que funcionan a Diesel-Gas son las más destacadas. En el sistema peruano, el sistema de mayor producción es el Sistema Interconectado Centro Norte.

Cuadro N° 6.9 Grupos y Sistemas más representativos

	ECUADOR				PERU			
	Potencia		Energía		Potencia		Energía	
	Grupo	[%]	Grupo	[%]	Sistema	[%]	Sistema	[%]
Hidráulica	Embalse	81	Embalse	78	SICN	81	SICN	89
Térmica	Diesel-Gas	42	Diesel-Gas	45	SICN	52	SISUR	37

Capítulo 3.

1) En los anexos 3.3.a hasta 3.3.f se muestra los intercambios de potencia que se pueden dar entre ambos países en los distintos escenarios. Un resumen de ellos es el siguiente:

Cuadro N° 6.10 Intercambios de Potencia promedio en la Interconexión Ecuador - Perú

Escenarios	ECUADOR		PERU		INTERCONEXION
	Tendencia	Intercambio Promedio [MW]	Tendencia	Intercambio Promedio [MW]	Total [MW]
Alto	Creciente	+864	Creciente	+1938	+2800
Medio	Crec. Decre	+426	Crec. Decre	+1630	+2055
Bajo	Decreciente	+145	Decreciente	+975	+1119
Demay-Ofemen	Decreciente	-568	Decreciente	-196	-764
Demay-Ofemed	Crec. Decre	+94	Crec. Decre	+1241	+1335
Demed-Ofemen	Decreciente	-237	Decreciente	+193	-44

El signo menos indica la necesidad de importar potencia, contrariamente, el signo más es la posibilidad de exportar potencia. A partir de este cuadro se puede sacar las siguientes conclusiones:

- El Ecuador, en promedio, podría exportar energía en todos los escenarios, excepto en los escenarios: Demanda Mayor – Oferta Menor y Demanda Media – Oferta Menor. Análogamente, en el Perú, podría exportar potencia en todos los escenarios excepto en “Demanda Mayor – Oferta Menor”.
- La interconexión como un sistema integrado podría exportar a otros sistemas en cualquier escenario excepto en Demanda Mayor – Oferta Menor y en Demanda Media – Oferta Menor.

2) En los anexos 3.4.a hasta 3.4.f se muestra los intercambios de energía que se pueden dar entre ambos países en los distintos escenarios. Un resumen de ellos es el siguiente:

Cuadro N° 6.11 Intercambios de Energía promedio en la Interconexión Ecuador - Perú

Escenarios	ECUADOR		PERU		INTERCONEXION
	Tendencia	Intercambio Promedio [GWh/año]	Tendencia	Intercambio Promedio [GWh/año]	Total [MW]
Alto	Creciente	+4721	Crec. Decre	+5989	+10711
Medio	Crec. Decre	+2319	Crec. Decre	+4698	+7017
Bajo	Decreciente	-84	Decreciente	-1631	-1715
Demay-Ofemen	Decreciente	-4162	Decreciente	-9538	-13700
Demay-Ofemed	Crec. Decre	+440	Crec. Decre	-395	+45
Demed-Ofemen	Decreciente	-2282	Decreciente	-4445	-6727

El signo menos indica la necesidad de importar energía, contrariamente, el signo más es la posibilidad de exportar energía. A partir de este cuadro se puede sacar las siguientes conclusiones:

- El Ecuador, en promedio, podría exportar energía en los escenarios: Alto, Medio y Demanda Mayor – Oferta Media, en cambio, tendría que importar energía en los escenarios: Bajo, Demanda Mayor – Oferta Menor y Demanda Media – Oferta Menor. Análogamente, en el Perú, podría exportar solamente en los escenarios: Alto y Medio, en los restantes tendría que importar energía.
 - La interconexión como un sistema integrado podría exportar a otros sistemas en los escenarios: Alto, Medio y Demanda Mayor – Oferta Media, complementariamente tendría que importar en los escenarios: Bajo, Demanda Mayor – Oferta Menor y Demanda Media – Oferta Menor.
- 3) De acuerdo a los anteriores cuadros se puede definir los valores máximos y mínimos que podrían “exportar” o “importar” potencia y energía, ambos países, de acuerdo a los distintos escenarios y con resultados promediados.

Cuadro N° 6.12 Intercambios máximos y mínimos de Potencia y Energía

Valores	Intercambio Potencia [MW]		Intercambio Energía [GWh/año]	
	Ecuador	Perú	Ecuador	Perú
Máximo	+864	+1938	+4721	+5989
Mínimo	-568	-196	-4162	-9538

El signo menos indica la necesidad de importar potencia o energía, contrariamente, el signo más es la posibilidad de exportar potencia o energía. De acuerdo al anterior cuadro, se puede concluir:

- El Ecuador podría “exportar potencialmente” 865 MW en potencia y 4720 GWh/año en energía. De igual manera el Perú podría dar 1940 MW y 5990 GWh/año. Esto ocurriría para un escenario Alto de demanda y oferta.
- El Ecuador tendría la necesidad de “importar” 570 MW y 4160 GWh/año. El Perú, necesitaría 200 MW y 9540 GWh/año. Esto ocurriría para un escenario de Demanda Mayor – Oferta Menor.

4) En los anexos 3.3.a hasta 3.3.f se forman en determinados años intercambios de potencia efectivos entre ambos países, es decir, cuando a uno le falta al otro le sobra. Son esos períodos, que dependerán del escenario, los que muestran el beneficio de la interconexión. En el siguiente cuadro están esos períodos con su respectivo escenario y el rango de valores que podrían intercambiar.

Cuadro N° 6.13 Períodos de Intercambio de Potencia entre Ecuador y Perú

Escenario	Período	País Importador	País Exportador	Cantidad [MW]
Medio	2010	Ecuador	Perú	72
Bajo	2008-2010	Ecuador	Perú	109-355
Demay-Ofemen	2003-2004	Ecuador	Perú	69-97
Demay-Ofemed	2008-2010	Ecuador	Perú	138-644
Demed-Ofemen	2005-2006	Ecuador	Perú	11-126

Del anterior cuadro se puede concluir:

- El Ecuador en los cinco escenarios analizados siempre necesitaría importar potencia desde el Perú.

- Los períodos más largos son de tres años, en los escenarios Bajo y Demanda Mayor – Oferta Media, entre los años 2008 y 2010 en ambos escenarios.
- La mayor cantidad de intercambio se produciría en el escenario Demanda Mayor – Oferta Media, con un rango de 138 a 644 MW.

5) Análogamente, con la energía de los anexos 3.4.a hasta 3.4.f se forman en determinados años intercambios de energía efectivos entre ambos países, de la misma forma que en los intercambios de potencia. En el siguiente cuadro están esos períodos con su respectivo escenario y el rango de valores que podrían intercambiar.

Cuadro N° 6.14 Períodos de Intercambio de Energía entre Ecuador y Perú

Escenario	Período	País Importador	País Exportador	Cantidad [GWh/año]
Medio	2010	Ecuador	Perú	436
Bajo	2003-2005	Perú	Ecuador	92-739
Demay-Ofemen	2001	Perú	Ecuador	563
Demay-Ofemed	2005-2007	Perú	Ecuador	589-1472
Demed-Ofemen	2001-2002	Perú	Ecuador	481-721

Del anterior cuadro se puede concluir:

- El Ecuador solamente necesitaría importar energía desde el Perú si se cumple el escenario Medio y en el año 2010.
 - El Perú necesitaría importar energía desde el Ecuador en los otros cuatro escenarios.
 - Los períodos más largos son de tres años, en el escenario Bajo entre los años 2003 y 2005 y en el escenario Demanda Mayor – Oferta Media, entre los años 2005 y 2007.
 - La mayor cantidad de intercambio se produciría en el escenario Demanda Mayor – Oferta Media, con un rango de 589 a 1472 GWh/año.
- 6) Se establecen períodos donde es factible importar o exportar potencia y energía para cada uno de los países.

Cuadro N° 6.15 Períodos de Exportación e Importación del Ecuador.

Escenario	Alto	Medio	Bajo	Demay-Ofemen	Demay-Ofemed	Demed-Ofemen
Pot. Exp.	2001-2010	2001-2009	2001-2007	2001-2002	2001-2007	2001-2004
Pot. Imp.	-	2010	2008-2010	2003-2010	2008-2010	2005-2010
Ener. Exp	2001-2010	2001-2009	2001-2005	2001	2001-2007	2001-2002
Ener. Imp.	-	2010	2006-2010	2002-2010	2008-2010	2003-2010

Se concluye que:

- El Ecuador solamente en el escenario Alto tiene suficiente potencia y energía para exportar mientras que en los restantes escenarios siempre tendrá necesidad de importar potencia y energía.
- El período más largo que tendría que importar potencia es de ocho años (2003-2010) en el escenario Demanda Mayor – Oferta Menor. De la misma forma el período más largo que tendría que importar energía es de nueve años (2002-2010) en el mismo escenario.

Cuadro N° 6.16 Períodos de Exportación e Importación del Perú.

Escenario	Alto	Medio	Bajo	Demay-Ofemen	Demay-Ofemed	Demed-Ofemen
Pot. Exp.	2001-2010	2001-2010	2001-2010	2001-2004	2001-2010	2001-2006
Pot. Imp.	-	-	-	2005-2010	-	2007-2010
Ener. Exp	2001-2010	2001-2010	2001-2002	-	2001-2004	-
Ener. Imp.	-	-	2003-2010	2001-2010	2005-2010	2001-2010

Se concluye que:

- El Perú solamente tiene que “importar” potencia en los escenarios Demanda Mayor – Oferta Media y Demanda Media – Oferta Menor, en los restantes cuatro escenarios tiene suficiente potencia para exportar. En el caso de la energía, el Perú tendrá que “importar” en todos, excepto en los escenarios Alto y Medio. El Perú tiene un índice muy bueno de reserva de potencia pero no es el mismo en reserva de energía.

- El período más largo que tendría que importar potencia es de seis años (2005-2010) en el escenario Demanda Mayor – Oferta Menor. De la misma forma los períodos más largos que tendría que importar energía es de diez años (2001-2010) en los escenarios Demanda Mayor – Oferta Menor y Demanda Media – Oferta Menor.

7) Se establecen períodos donde es factible importar, exportar o intercambiar potencia y energía pero de un sistema unificado por la interconexión, conformado por los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú.

Cuadro N° 6.17 Períodos de Intercambio, Exportación o Importación de la Interconexión.

Escenario	Alto	Medio	Bajo	Demay-Ofemen	Demay-Ofemed	Demed-Ofemen
Pot. Inter.	-	2010	2008-2010	2003-2004	2008-2010	2005-2006
Pot. Exp.	2001-2010	2001-2010	2001-2010	2001-2003	2001-2010	2001-2005
Pot. Imp.	-	-	-	2004-2010	-	2006-2010
Ener. Inter.	-	2010	2003-2005	2001	2005-2007	2001-2002
Ener. Exp	2001-2010	2001-2010	2001-2004	-	2001-2005	2001
Ener. Imp.	-	-	2005-2010	2001-2010	2006-2010	2002-2010

Se concluye que:

- Para un escenario Alto no se puede intercambiar potencia ni energía. La interconexión no tiene validez excepto que estuviera enlazada con otros sistemas y permita “exportar” los excedentes de cada país.
- El período más largo que se tendría para intercambiar potencia es de tres años en los escenarios Bajo (2008-2010) y Demanda Mayor – Oferta Media (2008-2010). De la misma forma el período más largo que se tendría para intercambiar energía es, también, tres años en los mismos escenarios y en los períodos (2003-2005; 2005-2007), respectivamente.
- En todos los escenarios (excepto en Demanda Mayor – Oferta Menor para la energía), la interconexión podría “exportar” potencia y energía a otros sistemas eléctricos. Es por ello la conveniencia de otras interconexiones.

- La interconexión necesitaría “importar” potencia en los escenarios de Demanda Mayor - Oferta Menor y en Demanda Media – Oferta Menor. Adicionalmente necesitaría “importar” energía en todos los casos excepto en los escenarios Alto y Medio.

Capítulo 4.

- 1) El SUPER 4.0 es un sistema computacional diseñado por el Organización Latinoamericana de Energía -OLADE- para la planificación bajo incertidumbre de sistemas eléctricos de potencia. Esencialmente su operación esta basada en dos pasos de solución: el primero, determinístico que utiliza un criterio de optimización (minimización de costos de inversión y operación) priorizando y seleccionando los diferentes proyectos eléctricos para satisfacer el crecimiento de la demanda durante el período de estudio y el segundo, bajo la elección de un plan óptimo de expansión de la generación busca la opción de minimizar el máximo valor de arrepentimiento (análisis de decisión), es decir, equipar el mercado asumiendo un escenario de demanda dado y suponiendo que podría ocurrir otro diferente.
- 2) Respecto a los balances de potencia obtenidos en el SUPER 4.0, es apreciable la relativa crisis energética que sufriría nuestro país a partir del año 2007, pues según estos datos nuestras reservas de potencia decaerían a niveles menores del 15% que están fuera de cualquier criterio de confiabilidad, llegando incluso a tener valores negativos de reserva a finales del período. Esta tendencia marcada en que las reservas ecuatorianas se reducen significativamente, es aún con la inclusión de la interconexión. Esto quiere decir que el equipamiento propuesto es insuficiente para satisfacer las necesidades de la demanda local si se dieran condiciones adversas de hidrología en cualquiera de los escenarios de demanda.

- 3) Para el sistema peruano existirá un riesgo apreciable entre los años 2003 y 2004, en donde las reservas del Sistema Interconectado Centro Norte llegarán a valores menores del 5%, es aquí donde el Ecuador podría suplir esta eventualidad exportando energía. Pero la dirección del flujo cambiará radicalmente a partir del 2005 cuando en este sistema se instale la Central Turbo Gas Natural (Camisea) lo que eleva sus reservas a cifras mayores del 25%, hasta llegar al final del período a experimentar un nuevo déficit energético. En el Caso del Sistema Interconectado Sur no existen riesgos muy grandes de desabastecimiento con el advenimiento de los Proyectos Machupicchu I y II, por tanto no existirá un significativo encarecimiento de su producción de energía pues de acuerdo a los balances obtenidos, sus reservas son generalmente altas rebasando incluso tasas del 30%, ya casi al final del período experimentarán una reducción considerable siendo indispensable en este caso el proponer la instalación de nuevas centrales.

- 4) La forma de solventar estas etapas deficitarias, vienen relacionadas con la inclusión en los planes de expansión de cada país de un mayor número de proyectos eléctricos con bajo nivel de riesgo y flexibilidad de implantación. No se puede aseverar que la interconexión eléctrica sea la solución más acertada para mitigar las posibles reducciones de reservas de energía y a la larga desabastecimientos en un país, pero el incremento del parque generador local mediante centrales de fácil instalación y económicamente rentables podrían reemplazar la cristalización de este proyecto o también reforzarlo. Ahora la interconexión corre el riesgo de convertirse, si las necesidades locales se llegan a solventar sin la ayuda de esta, en un vínculo más entre las redes de ambos sistemas donde se darían transacciones eventuales de energía entre agentes (generadores) para satisfacer demandas locales y no como ideológicamente esta concebida, que es solventar problemas de déficit de energía a nivel nacional.

Capítulo 5.

- 1) Los impactos más significativos que experimentarían los mercados eléctricos comprometidos en un eventual intercambio energético serían:
 - Las fluctuaciones sobre los precios de la energía en el mercado ocasional.
 - Las pérdidas y ganancias que lleguen a tener los distintos agentes del mercado (consumidores y generadores).
 - Apropiación desigual de los beneficios de la interconexión versus los detrimentos intrínsecos que ésta tiene para los sistemas aislados.

- 2) La dirección con que se den los flujos de intercambio de energía generalmente correspondería a aquella en donde el mercado que posea menores costos de producción venda su energía al mercado de condiciones menos favorables (costos más altos), siendo la capacidad de la línea el único limitante físico para restringir la cantidad de energía transportada. La tendencia aún después de usar al máximo la capacidad del vínculo es que los costos tiendan a igualarse a medida que el flujo se incrementa.

- 3) Se evidencia consecuencias económicas lógicas sobre los consumidores y generadores tanto del sistema importador como del sistema exportador debido a la interconexión:
 - En el sistema importador los consumidores ganarían (ahorro) pues el precio de la energía se reduce, ya que están comprando energía a un valor más bajo que el de su sistema; en cambio para los generadores existe una pérdida (reducción de producción) al ubicar sus costos a niveles menores de lo que sus posibilidades comerciales les permiten.
 - En el sistema exportador existe una pérdida de los consumidores (aumento de precio) pues tienen que pagar el exceso de energía producida para efectos de la venta, mientras que los generadores experimentan una ganancia (aumento de producción y de precio) a consecuencia de la ampliación del mercado demandante.

- 4) Los beneficios que confiere la interconexión van relacionados directamente con la reducción de costos operativos, además existe una mayor confiabilidad del sistema en conjunto. Debe existir un margen de diferencia entre los costos marginales de ambos sistemas para que existan réditos debido a la interconexión.

- 5) Las características del mercado de un sistema respecto a otro, deciden definitivamente como será la apropiación de beneficios debido a la interconexión, así como de las transferencias internas entre agentes (consumidores y generadores). Estas características incidentes son: la pendiente de la curva de costos operativos (la pendiente tiene relación directamente proporcional con los impactos producidos al definir la brecha entre los costos con y sin el intercambio); el tamaño del mercado (establece a priori el desempeño como exportador o importador del sistema durante un eventual intercambio); finalmente la magnitud del flujo intercambiado (relacionado directamente con los beneficios que de la interconexión se consiguen).

- 6) Existen riesgos coexistentes con la ejecución de un proyecto de interconexión eléctrica debido principalmente a:
 - Falta de iniciativa para la ampliación de las redes eléctricas,
 - Desigualdad de reparto de beneficios de la interconexión, y
 - Crece la posibilidad de enfrentarse el mercado local a una variación significativa de precios (volatilidad).

- 7) Las propuestas regulatorias para reducir impactos perjudiciales tanto a los consumidores en un sistema exportador como a los generadores de un sistema importador, a nivel de precios nacionales son:
 - Independización de los precios de la energía local y exportable, evitando con esto la transferencia por parte de los consumidores hacia los exportadores que venden sus excedentes.

- Promediar el precio de la energía comprada por los importadores dentro de una banda entre el precio antes de la importación y el que alcanzaría luego del intercambio, con esto se asegura al generador importador que sus costos de producción no llegarán a límites no sostenibles pero obviamente se reducirán.
- 8) Referente a la regulación de precios internacionales, el establecer un mercado local y otro exportable, haría que las ventas exteriores sean rentables para los generadores, pues el precio a pagar por ésta sería al menos el precio local. La proposición de establecer que el precio de la energía internacional sea un valor promedio entre los costos marginales de ambos sistemas en el momento del intercambio otorgaría a cada mercado la posibilidad de acceder a la mitad de los beneficios de la interconexión, siendo independiente de las características de cada sistema antes de la transacción.
- 9) Debido a que la oferta puede sufrir alteraciones sustanciales e imprevistas que no sólo pueden ser físicas sino también comerciales, generaría en la demanda una inflexibilidad propia que modificaría los precios a niveles no sospechados. Los períodos críticos en los sistemas eléctricos son más incidentes cuando golpean al sector de generación hidráulica, pues es ella quien margina los precios (puede ser por exceso de caudales o por deficiencia de los mismos). Por lo tanto la composición elevada de generación hidroeléctrica de un sistema, la menor confiabilidad respecto a fallas y la diferencia significativa de los tamaños de los mercados son factores impulsores para una eventual volatilidad de precios entre dos sistemas interconectados.
- 10) La regulación de la transmisión es al final de cuentas una de las mayores dificultades a sortear para dar paso a la integración de los mercados. Primeramente no hay un establecimiento pleno de a quién y cómo se debe pagar por la línea de interconexión, si será impulsada por agentes privados y/o estatales. Además el poco grado de impulso que hasta el momento se

le ha dado al crecimiento de la infraestructura de transporte de energía, hace suponer que los refuerzos respectivos a los sistemas eléctricos sean todavía insuficientes para una operación conjunta.

CONCLUSIONES

- 1) Los máximos volúmenes de excedentes de energía que podrían exportar el Ecuador y Perú estarían entre 4720 y 5990 GWh/ año, respectivamente. Por otro lado las crisis energéticas en cada uno de los países alcanzarían 4160 GWh/año en el Ecuador y 9540 GWh/año en el Perú.
- 2) Basados exclusivamente en un criterio energético, el único escenario donde no sería necesario intercambiar energía es en el cual las demandas y ofertas de ambos países sean las mayores (Escenario Alto), pues la oferta es tan grande que cubriría las necesidades de sus propios mercados. Desde un punto de vista comercial, la oferta de energía a un menor precio, en cualquiera de los países, crearía la posibilidad de intercambios sin importar el escenario, dependería exclusivamente de la libre competencia.
- 3) De acuerdo a la capacidad de potencia disponible por parte del Perú sus posibilidades de exportación son mayores. Contrariamente cuando se trata de intercambios de energía, el Ecuador es el país exportador. La explicación de esta contraposición es que el Perú tiene un bajo factor de utilización de plantas generadoras.
- 4) Existe una "complementariedad energética" entre los dos países, dada principalmente en determinados escenarios de excedencia energética de un país y de indisponibilidad de la misma en el otro.
- 5) De acuerdo a las respuestas obtenidas en el SUPER 4.0, resulta que la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú es viable bajo el esquema de minimizar costos por desabastecimiento e incremento de producción térmica de energía en las épocas donde las reservas especialmente del lado ecuatoriano tienden a bajar considerablemente. Adicionalmente es un hecho que el Ecuador, al menos en este período de estudio sería un potencial importador de energía para el Perú. Los intercambios de Ecuador a su vecino del sur se darían eventualmente.

- 6) El plan de expansión óptimo resultó ser aquel en donde los proyectos allí citados tienen el carácter de fijos, con lo cual se desechó a varios proyectos candidatos cuya construcción en el futuro era incierta. Con este plan se cubriría la demanda de los sistemas tanto aisladamente como integrados, a un mínimo costo de inversión y de operación, guardando cierto nivel de confiabilidad. Además se llega a establecer el balance energético anual (potencia) y finalmente las tendencias de los costos marginales a largo plazo para el mercado integrado bajo un escenario medio de caudales y de precios combustibles.
- 7) La reglamentación sobre exportación e importación de energía eléctrica supondría un manejo de toda la temática enmarcada dentro de un mercado de libre competencia, donde finalmente sea el consumidor el gran beneficiario.
- 8) Respecto a la normativa vigente en las Leyes respectivas de los países involucrados en el estudio (Ecuador y Perú). Es claro que en el Ecuador el tratamiento del tema de la importación y exportación de energía ha tenido un avance significativo, quedando casi establecida la regulación pertinente para este tipo de negociaciones. A parte de definir los agentes autorizados, los tipos de transacciones (a término o spot), y ciertos cambios a la regulación del transporte; se han tratado de desarrollar mecanismos más eficientes referente a la forma de pago de la potencia y la garantía del pago a los exportadores. En el caso peruano no se tiene una idea certera de cómo ha avanzado el desarrollo de todos estos aspectos normativos, lo que si se tiene claro es que institucionalmente su sistema tiene ventajas sobre el nuestro, lo que lo hace un potencial vendedor de energía, principalmente al Ecuador.
- 9) Es tarea de los entes reguladores de cada país ofrecer un marco regulatorio lo suficientemente atractivo para los inversionistas, el cual permita garantizar el abastecimiento eléctrico a largo plazo, además de promover el uso eficiente de las instalaciones y recursos con el fin de disminuir los costos operativos implicados, por tanto reducir el precio de energía a usuarios finales.

10) Comercialmente un intercambio energético mediante una interconexión eléctrica debería contemplar al menos los siguientes preceptos regulatorios:

- Definición de la propiedad de la línea de interconexión.
- Delimitación de ingresos para el transportista internacional (dueño de la línea).
- Establecimiento de cargos tarifarios para la transmisión.
- Acceso al vínculo de transporte.
- Priorización del tipo de contratos a abastecer mediante el vínculo.

11) Un problema por demás lógico que se debe enfrentar en el Ecuador para iniciar cualquier acuerdo de integración eléctrica con otros países, es la de subsanar de manera definitiva su déficit tarifario con el fin de establecer un mercado con costos y precios de energía reales, ya que dependiendo de estos signos, aumentan sus posibilidades de beneficiarse de una posible interconexión.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1) "Análisis Técnico Económico y Comercial de la Interconexión Ecuador – Perú". Tesis de Grado. Granja S, Guevara J, EPN, Quito, Marzo 1999.
- 2) "Compendio de Normas del Subsector Electricidad", Ministerio de Energía y Minas, CDROM, Lima-Perú, Enero 2000.
- 3) "Informe Anual 2000", CENACE, Quito, Marzo 2001.
- 4) "Informe de la Interconexión Eléctrica Ecuador – Perú". Hydro Québec International, Transelectric S.A. - ETECEN, Quito, Febrero 2001.
- 5) "Interconexión Eléctrica Perú – Ecuador. Esquemas de Operación – Visión (primer borrador)", Ing. Luis Espinoza, COES, Lima-Perú, Febrero 2001.
- 6) "Mercado Mayoristas e Interconexiones. Proyecto CIER 02 – Fase I". Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER)- Corporación Andina de Fomento (CAF), Marzo 1997.
- 7) "Mercado Mayoristas e Interconexiones. Proyecto CIER 02 – Fase II". CDROM, Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER)- Corporación Andina de Fomento (CAF), Marzo 1999.
- 8) "Plan de Electricidad del Ecuador". CONELEC. Quito-Ecuador, Octubre 2000.
- 9) "Plan Referencial de Electricidad-1998". Ministerio de Energía y Minas del Lima-Perú, 1998.
- 10) "Propuesta General de Regulaciones para una Interconexión Eléctrica entre Ecuador y Perú", Duke Energy International, Guayaquil-Ecuador, Julio 2000.

- 11) "Regulación Tarifaria Peruana – Electricidad y Gas", Ing. Eduardo Zolezzi, CTE, II Reunión del Comité Técnico Binacional de Energía y Minas, Lima-Perú, Junio 2000.
- 12) "Resumen de estudio preliminar: Interconexiones Eléctricas Ecuador-Perú". Ing. Iván Velasteguí, CONELEC, Quito-Ecuador, 1999.
- 13) "Sistema de Precios en el Sector Eléctrico Peruano", Ing. Víctor Ormeño, CTE, Lima-Perú, Febrero 2001.
- 14) "SUPER: Sistema Unificado de Planificación", Versión 4.0, OLADE, Quito-Ecuador, 2000.
- 15) "Tributación de la Importación y Exportación de bienes y servicios", OSINERG, Lima-Perú, Febrero 2001.